

**PENGUJIAN SURFAKTAN (*COMPATIBILITY* DAN *PHASE BEHAVIOUR*) SEBAGAI *SCREENING* AWAL *CHEMICAL EOR* DALAM UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK BUMI DI LAPANGAN X DENGAN KATEGORI *HIGH TEMPERATURE & SALINITY***

**SKRIPSI**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik.*

Oleh

**EGA YULIANTI**

**NPM 173210134**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU**

**2022**

**PENGUJIAN SURFAKTAN (*COMPATIBILITY* DAN *PHASE BEHAVIOUR*) SEBAGAI *SCREENING* AWAL *CHEMICAL EOR* DALAM UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK BUMI DI LAPANGAN X DENGAN KATEGORI *HIGH TEMPERATURE & SALINITY***

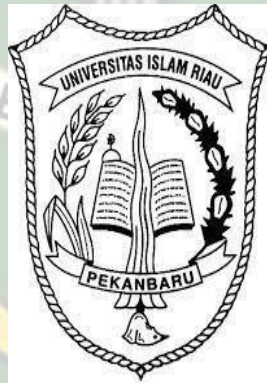
**SKRIPSI**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik.*

Oleh

**EGA YULIANTI**

**NPM 173210134**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU**

**2022**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Ega Yulianti

NPM : 173210134

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Pengujian Surfaktan (*Compatibility Dan Phase Behaviour*) Sebagai *Screening Awal Chemical Eor* Dalam Upaya Peningkatan Produksi Minyak Bumi Di Lapangan X Dengan Kategori *High Temperature & Salinity*

Telah berhasil mempertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Eng. Muslim, M.T (.....)

Penguji 1 : Hj. Fitrianti, S.T., M.T (.....)

Penguji 2 : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

**NOVIA RITA, S.T., M.T**

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 30 Agustus 2022



Ega Yulianti



## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan kepada Allah SWT atas ridhonya saya dapat menyelesaikan penyusunan Skripsi atau Tugas Akhir ini. Adapun judul Skripsi/ Tugas akhir yang saya ajukan adalah “Pengujian Surfaktan (*Compatibility* dan *Phase Behaviour*) sebagai *Screening* Awal *Chemical EOR* dalam Upaya Peningkatan Produksi Minyak Bumi di Lapangan X dengan Kategori *High Temperature & Salinity*”

Skripsi ini diajukan guna memenuhi syarat kelulusan mata kuliah Skripsi di Fakultas Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Tidak dapat disangkal bahwa dalam penyusunan ini sangat membutuhkan usaha yang keras untuk menyelesaikannya. Namun, karya ini tidak dapat selesai tanpa orang-orang tercinta disekeliling saya yang mendukung dan membantu. Terima kasih saya sampaikan kepada:

1. Kedua orang tua saya Bapak Holil dan Ibu Susriati serta abang saya Egi Yolanda adik saya Ivo Wulandari dan kakak ipar saya Rika Widya yang telah memberikan semangat dan dukungan penuh kasih selama penyusunan Tugas Akhir ini maupun selama perkuliahan.
2. Bapak Dr. Eng, Muslim., MT selaku dosen pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan bimbingan, nasihat, dan pengalaman kepada saya selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T selaku dosen penasehat akademik saya yang selalu memberikan semangat dan moral kepada saya.
4. Ibu Novia Rita, S.T., M.T, selaku ketua program studi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan ilmu pengetahuan dan hal yang hal yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. PT. Artifisial Teknologi Persada yang telah mempercayakan pengujian surfaktan dan polimer di PSP3MB
6. Anggota PSP3MB Ibu Tasnimul Wahidah, S.T, Rifal Fauzi, S.T, Ramdhani Asywal, S.T, Dedek Julianto, S.T, Reki Antoni, S.T, Nanang Irwandani, S.T

dan Riffa Elfia yang telah membantu saya dalam penyusunan Tugas Akhir ini.

7. Sahabat saya Desy Tri Oktavia dan Fouja Ramadhany Atmadja yang sudah menemani, membantu dan menyemangati saya dalam pembuatan tugas akhir ini serta kepada anggota Petro C 17 selaku teman seperjuangan saya selama perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau ini.
8. Terakhir untuk diri saya sendiri yang sudah mampu melewati semua masa yang sulit hingga dapat mencapai ketahap ini.

Teriring doa saya semoga Allah SWT memberikan balasan atas segala kebaikan kepada semua pihak yang sudah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 30 Agustus 2022



Ega Yulianti

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	I
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	I
KATA PENGANTAR.....	II
DAFTAR ISI.....	IV
DAFTAR GAMBAR.....	VII
DAFTAR TABEL.....	IX
DAFTAR SINGKATAN.....	X
ABSTRAK .....	XI
<i>ABSTRACT</i> .....	XII
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah .....	2
1.5 Hipotesa Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Chemical Injection</i> (Injeksi Kimia).....	4
2.2 Surfaktan .....	5
2.3 <i>Compatibility</i> ( <i>Compatibility</i> ).....	7
2.4 <i>Phase Behaviour</i> .....	8
2.5 Air Formasi.....	10
2.6 <i>State of The Art</i> .....	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	13
3.1 Diagram Penelitian.....	13
3.2 <i>Reservoir Overview</i> .....	14

<b>3.3 Alat dan Bahan</b> .....	<b>15</b>
3.3.1 Alat.....	15
3.3.2 Bahan.....	16
<b>3.4 Variabel Penelitian</b> .....	<b>18</b>
3.4.1 Variabel Tetap.....	18
3.4.2 Variabel Berubah.....	18
<b>3.5 Prosedur Penelitian</b> .....	<b>18</b>
3.5.1 Uji <i>Compatibility</i> .....	19
3.5.2 Uji <i>Phase Behaviour</i> .....	19
<b>3.6 Tempat Penelitian</b> .....	<b>19</b>
<b>3.7 Jadwal Penelitian</b> .....	<b>20</b>
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>21</b>
<b>4.1 Hasil Pengamatan</b> .....	<b>21</b>
4.1.1 Hasil Pengamatan Uji <i>Compatibility</i> .....	21
4.1.2 Hasil Pengamatan uji <i>Phase Behaviour</i> .....	27
<b>4.2 Pembahasan</b> .....	<b>38</b>
4.2.1 Uji <i>Compatibility</i> .....	38
4.2.2 Uji <i>Phase Behaviour</i> Minyak TAF B & TAF C.....	40
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	<b>44</b>
<b>5.1 Kesimpulan</b> .....	<b>44</b>
<b>5.2 Saran</b> .....	<b>44</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>45</b>
<b>LAMPIRAN</b> .....	<b>50</b>
<b>1. Pembuatan Larutan Uji <i>Compatibility</i> dan Uji <i>Phase Behaviour</i></b> .....	<b>50</b>
<b>2. <i>Project Details</i></b> .....	<b>51</b>
<b>3. Perhitungan <i>Oil Solubilization Ratio</i></b> .....	<b>51</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 <i>Phase behaviour</i> untuk Mikroemulsi .....	8
Gambar 2. 2 Tiga jenis mikroemulsi dan pengaruh salinitas pada <i>phase behaviour</i> .....	10
Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian.....	13
Gambar 3. 2 Alat yang digunakan dalam Penelitian .....	15
Gambar 3. 3 Surfaktan EY1 .....	16
Gambar 3. 4 Surfaktan EY2 .....	16
Gambar 3. 5 Surfaktan EY3 .....	16
Gambar 3. 6 Surfaktan EY4 .....	16
Gambar 3. 7 Minyak TAF B .....	17
Gambar 3. 8 Minyak TAF C .....	17
Gambar 3. 9 Air Formasi Lapangan X.....	17
Gambar 3. 10 $MgCl_2$ .....	18
Gambar 3. 11 $CaCl_2$ .....	18
Gambar 3. 12 $NaCl$ .....	18
Gambar 4. 1 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY1 dengan Air Formasi .....	21
Gambar 4. 2 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY2 dengan Air Formasi .....	22
Gambar 4. 3 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY3 dengan Air Formasi .....	22
Gambar 4. 4 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY4 dengan Air Formasi .....	23
Gambar 4. 5 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY1 dengan Sintetic Water.....	24
Gambar 4. 6 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY2 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	25
Gambar 4. 7 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY3 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	26
Gambar 4. 8 <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY4 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	27
Gambar 4. 9 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY1 Minyak TAF B .....	28
Gambar 4. 10 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY1 Minyak TAF C .....	28
Gambar 4. 11 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY2 Minyak TAF B .....	29
Gambar 4. 12 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY2 Minyak TAF C .....	29
Gambar 4. 13 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY3 Minyak TAF B .....	30
Gambar 4. 14 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY3 Minyak TAF C .....	30
Gambar 4. 15 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY4 Minyak TAF B .....	31

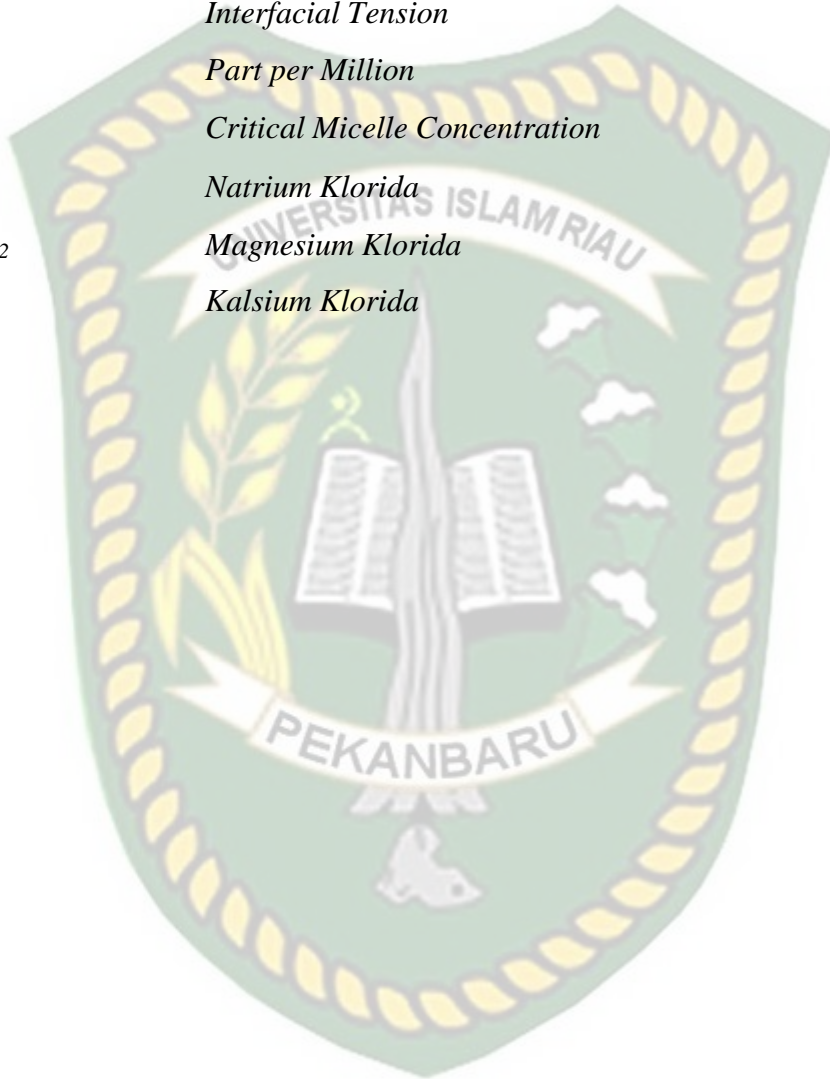
Gambar 4. 16 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY4 Minyak TAF C .....	31
Gambar 4. 17 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY1 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	32
Gambar 4. 18 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY1 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> .....	33
Gambar 4. 19 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY2 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	34
Gambar 4. 20 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY2 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> .....	35
Gambar 4. 21 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY4 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	36
Gambar 4. 22 <i>Phase Behaviour Test</i> Surfaktan EY4 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> .....	37
Gambar 4. 23 Contoh Sampel yang Menunjukkan Indikasi Adanya Mikroemulsi .....	38

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b> <i>Reservoir Overview</i> .....	14
<b>Tabel 3. 2</b> Jadwal Penelitian .....	20
<b>Tabel 4. 1</b> <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY1 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	24
<b>Tabel 4. 2</b> <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY2 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	25
<b>Tabel 4. 3</b> <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY3 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	26
<b>Tabel 4. 4</b> <i>Uji compatibility</i> Surfaktan EY4 dengan <i>Sintetic Water</i> .....	27
<b>Tabel 4. 5</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY1 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	33
<b>Tabel 4. 6</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY1 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> .....	34
<b>Tabel 4. 7</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY2 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	35
<b>Tabel 4. 8</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY2 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> .....	35
<b>Tabel 4. 9</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY4 Minyak TAF B <i>Range Salinity</i> .....	36
<b>Tabel 4. 10</b> Hasil Pengamatan Surfaktan EY4 Minyak TAF C <i>Range Salinity</i> ...	37
<b>Tabel 4. 11</b> <i>Komposisi Sintetic Water</i> .....	40

## DAFTAR SINGKATAN

<i>EOR</i>	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
<i>RF</i>	<i>Recovery Factor</i>
<i>IFT</i>	<i>Interfacial Tension</i>
<i>ppm</i>	<i>Part per Million</i>
<i>CMC</i>	<i>Critical Micelle Concentration</i>
<i>NaCl</i>	<i>Natrium Klorida</i>
<i>MgCl<sub>2</sub></i>	<i>Magnesium Klorida</i>
<i>CaCl<sub>2</sub></i>	<i>Kalsium Klorida</i>



**PENGUJIAN SURFAKTAN (*COMPATIBILITY* DAN *PHASE BEHAVIOUR*) SEBAGAI *SCREENING* AWAL *CHEMICAL EOR* DALAM UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK BUMI DI LAPANGAN X DENGAN KATEGORI *HIGH TEMPERATURE & SALINITY***

**EGA YULIANTI**

**173210134**

**ABSTRAK**

Lapangan X yang terletak di sisi timur cekungan Sumatera Selatan memiliki *recovery factor* (RF) sebanyak 14%. Adapun jumlah produksi di lapangan ini sulit untuk ditingkatkan. Upaya yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak bumi ini adalah dengan melakukan optimalisasi lapangan yaitu dengan cara *Screening EOR*. *Screening EOR* yang dilakukan yaitu *Uji compatibility* yang dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kecocokan antara surfaktan dengan air formasi dan *Phase Behaviour Test* yang dilakukan untuk menentukan nilai IFT dan efektivitas larutan surfaktan yang diuji. Penelitian ini menggunakan 4 surfaktan pada konsentrasi uji *compatibility* sebesar 0,075 %  $v/v$  – 1,2 %  $v/v$  dan konsentrasi uji *phase behaviour* sebesar 0,025 %  $v/v$  – 2 %  $v/v$  (minyak TAF B dan minyak TAF C) dengan *range salinity* 5.000 ppm sampai 35.000 ppm. Berdasarkan hasil uji *compatibility* yang lulus uji ini, hampir dari setiap sampel larutan surfaktan menghasilkan satu fasa dan jernih. Namun, pada larutan sampel surfaktan EY1 dengan konsentrasi 0,6, 0,9 dan 1,2 % tidak lulus uji karena menghasilkan larutan yang keruh dan adanya endapan. Pada uji *phase behaviour* dengan menggunakan air formasi belum ada satupun sampel yang menghasilkan mikroemulsi tipe III tetapi untuk uji dengan *range salinity* 5.000 ppm hingga 35.000 ppm semua sampel menghasilkan adanya indikasi mikroemulsi tipe III.

Kata kunci: surfaktan, *compatibility*, *phase behaviour*, *microemulsi type III*

***SURFACTANT TESTING (COMPATIBILITY AND PHASE  
BEHAVIOR) AS INITIAL SCREENING OF CHEMICAL EOR IN  
EFFORTS TO INCREASE PETROLEUM PRODUCTION IN  
FIELD X WITH HIGH TEMPERATURE & SALINITY  
CATEGORY***

**EGA YULIANTI**

**173210134**

**ABSTRACT**

*Field X, which is located on the east side of the South Sumatra Basin, has a recovery factor (RF) of 14% from Original Oil in Place (OOIP). As for the amount of production in this field is difficult to. Efforts that can be made to increase oil production are by optimizing the field, namely by EOR Screening. The EOR screening carried out is the compatibility test which is carried out to find out how much compatibility is between the surfactant and formation water and the Phase Behavior Test which is carried out to determine the IFT value and the effectiveness of the surfactant solution being tested. This study used 4 surfactants at a compatibility test concentration of 0.075 % v/v – 1.2% v/v and a phase behavior test concentration of 0.025 % v/v – 2% v/v (crude oil TAF B and crude oil TAF C) with salinity range of 5,000 ppm to 35,000 ppm. Based on the results of the compatibility test that passed this test, almost every sample of surfactant solution produced one phase and was clear. However, the EY1 surfactant sample solution with a concentration of 0.6, 0.9 and 1.2% did not pass the test because it produced a cloudy solution and a precipitate. In the phase behavior test using formation water, none of the samples produced a type III microemulsion but for the test with a salinity range of 5,000 ppm to 35,000 ppm all samples produced an indication of a type III microemulsion.*

*Keyword: surfactant, compatibility, phase behaviour, microemulsi type III*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Lapangan X yang terletak di sisi timur cekungan Sumatera Selatan memiliki sebanyak 34 sumur yang terdiri dari 13 sumur produksi, 5 sumur *water injection*, 10 sumur *shut-in*, 3 sumur *suspended*, dan 3 sumur *abandonment*. Pada awalnya, sumur-sumur ini memiliki nilai tekanan *reservoir* 1696 psi kemudian menurun menjadi sekitar 1035 psi. *Reservoir* pada lapangan ini memiliki *high salinity* sebesar 20.000 ppm yang cenderung *oil wet* dan minyaknya termasuk *heavy oil* dengan viskositas yang tinggi. Sejauh ini lapangan X hanya memiliki *recovery factor* (RF) sebesar 14%. Berdasarkan penjelasan di atas, sumur-sumur di lapangan X sudah termasuk sumur tua sehingga sulit untuk meningkatkan lagi produksi minyak dengan tekanan yang terus menurun (Mucharam et al., 2012).

Di Indonesia, jumlah rata-rata minyak yang tertinggal di dalam *reservoir* setelah tahapan *secondary recovery* sebesar 60-70% (Abdurrahman, 2016). *Enhanced Oil Recovery* (EOR) merupakan upaya yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak bumi. Menurut (Rita, 2018), EOR atau disebut juga *tertiary recovery* merupakan proses yang melibatkan penginjeksian material yang bisa menyebabkan perubahan di *reservoir* seperti komposisi minyak, suhu, *rasio mobility* dan karakteristik interaksi batuan dengan fluida. Injeksi kimia (CEOR) merupakan salah satu metode pada EOR untuk membentuk mikroemulsi dengan memaksimalkan *efficiency* sehingga *residual oil* dapat diproduksi. Injeksi kimia dilakukan dengan cara mencampurkan zat kimia dengan air injeksi dan bertujuan untuk menaikkan perolehan minyak.

Alternatif terbaik untuk implementasi injeksi kimia pada lapangan ini adalah injeksi Surfaktan. Pemilihan surfaktan yang cocok dapat dilakukan dengan pengujian *compatibility* untuk mengetahui surfaktan yang larut dengan air formasi. Pengujian *phase behaviour* dilakukan pada surfaktan yang telah lulus uji *compatibility*. Dengan demikian kedua uji tersebut dapat dijadikan tinjauan

selanjutnya untuk mengatasi penurunan jumlah produksi yang terjadi pada lapangan X.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah:

1. Menentukan jenis surfaktan yang kompatibel dengan air formasi pada lapangan X
2. Mengamati pengaruh stabilitas kelarutan surfaktan pada suhu *reservoir* lapangan X
3. Menyeleksi jenis surfaktan yang memenuhi kriteria *Winsor type III* serta mengidentifikasi pengaruh peningkatan salinitas air formasi terhadap pembentukan emulsi.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Memberikan gambaran mengenai surfaktan yang efektif untuk digunakan pada injeksi *chemical EOR* di lapangan X
2. Dapat dijadikan sebagai tambahan materi pada matakuliah di prodi Teknik Perminyakan.

## 1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian yang dilakukan lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan, maka dalam penelitian ini membatasi dalam beberapa hal:

1. Penelitian ini dilakukan menggunakan *range* salinitas 5000 ppm - 35.000 ppm
2. Menggunakan 4 jenis surfaktan yang sudah diformulasikan oleh vendor
3. Dalam uji *compatibility* menggunakan konsentrasi 0,075 %  $v/v$  - 1,2 %  $v/v$
4. Dalam uji *phase behaviour* menggunakan konsentrasi 0,025 %  $v/v$  - 2 %  $v/v$
5. Penelitian dilakukan dengan suhu 93°C.
6. Menggunakan garam NaCl, MgCl<sub>2</sub> dan CaCl<sub>2</sub>



7. Penelitian ini menggunakan sampel *crude oil* dengan jenis minyak berat (*Heavy Oil*)

### 1.5 Hipotesa Penelitian

Injeksi surfaktan adalah alternatif terbaik untuk implementasi EOR pada *reservoir* yang memiliki tekanan *reservoir* yang tinggi atau memiliki ukuran *reservoir* yang kecil (Mucharam et al., 2012). Kriteria utama untuk menentukan kualitas surfaktan untuk aplikasi pada sumur tua adalah IFT. Semakin rendah nilai IFT maka semakin mudah terjadinya emulsifikasi antara minyak dan air, serta semakin rendah tekanan kapiler pada daerah penyempitan pori-pori *reservoir*, sehingga minyak yang terperangkap dalam pori-pori *reservoir* dapat dialirkan ke sumur produksi (Oktavian, 2011).

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi merupakan salah satu sumber daya alam yang disediakan oleh Allah swt. untuk mempermudah hidup umat manusia. Tetapi penggunaan minyak bumi yang seharusnya memudahkan hidup umat manusia malah menjadi masalah baru. Banyak alat bantu manusia yang hanya dapat beroperasi dengan menggunakan minyak bumi yang mengakibatkan penggunaan minyak bumi yang begitu banyak. Sehingga mengakibatkan peningkatan polusi udara. Selain itu juga berdampak terhadap ketersediaan minyak bumi yang semakin menipis. Hal ini disebabkan karena penggunaan sumber daya alam yang berlebihan atau digunakan yang bukan untuk peruntukannya.

Sumber daya alam diciptakan oleh Allah SWT untuk dimanfaatkan oleh umat manusia, agar dapat mempertahankan hidupnya dan menikmati kehidupan dunia yang salah satunya minyak bumi, sebagaimana dalam firman-Nya dalam QS. al-Nahl (16) ayat 13, dengan makna: “Dan (Dia juga mengendalikan) apa yang Dia ciptakan untukmu di bumi ini dengan berbagai jenis dan macam warnanya. Sungguh, pada yang demikian itu benar-benar terdapat tanda (kebesaran Allah) bagi kaum yang mengambil pelajaran”.

### 2.1 *Chemical Injection* (Injeksi Kimia)

Injeksi kimia adalah salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* EOR yang sudah lama ditemukan dan diterapkan. Sebagai salah satu teknologi yang berkembang di Indonesia, penelitian tentang surfaktan (*Chemical Injection*) mulai digunakan sebagai metode yang cocok untuk lapangan minyak di Indonesia (Widyarningsih, 2017). Injeksi kimia merupakan metode EOR yang dilakukan dengan cara mencampurkan zat kimia dengan air injeksi dan bertujuan untuk menaikkan *oil recovery*. Injeksi kimia ini sangat berpotensi pada *reservoir* atau sumur-sumur yang sudah pernah melakukan *water flooding* namun masih banyak sisa minyak yang belum terangkat (Ansyori, 2018).

Injeksi kimia terdiri dari injeksi polimer, injeksi surfaktan dan injeksi alkali. Injeksi polimer bertujuan untuk menurunkan nilai mobilitas *water flooding*, rantai

polimer yang panjang dapat menurunkan nilai mobilitas air dengan faktor resistensi dan meningkatkan *sweep efficiency*. Injeksi surfaktan bertujuan untuk mengurangi tegangan antarmuka (IFT) antara minyak dan air untuk menggantikan sisa-sisa minyak yang tidak ikut terproduksi saat *water flooding*. Surfaktan ini dapat menurunkan nilai IFT dan juga emulsi yang terbentuk dapat meningkatkan nilai rasio mobilitas. Injeksi alkali diinjeksikan sebagai larutan dan akan bereaksi dengan senyawa asam dalam *crude oil* untuk membentuk surfaktan in situ dalam hal ini alkali yang digunakan biasanya natrium hidroksida (Pilla, 2018).

Tahap produksi *primary* dan *secondary recovery* telah dilakukan di hampir setiap lapangan minyak di Indonesia, tetapi dengan menggunakan metode ini masih menyisakan cukup banyak minyak di *reservoir*. Menurut laporan tahunan Satgas Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi Republik Indonesia (2011), sisa minyak pada lapangan minyak di Indonesia sekitar 49,50 miliar barel. Metode injeksi kimia dapat memperkirakan secara kasar *oil recovery* tambahan sekitar 5- 15% dari OOIP. Dalam hal ini, metode injeksi kimia mampu memproduksi sedikitnya 2,48 – 4,90 miliar barel minyak sebagai tambahan *oil recovery*. Ini adalah jumlah minyak yang sangat besar dan dapat diproduksi selama bertahun-tahun (Abdurrahman, 2017).

## 2.2 Surfaktan

Surfaktan atau biasa dikenal *Surface Active Agent* adalah molekul-molekul yang mengandung gugus hidrofilik dan hidrofobik pada molekul yang sama dan dapat menurunkan tegangan permukaan antara dua fasa yang berbeda (minyak dan air) sehingga dapat diaplikasikan dalam proses EOR. Di dalam air, gugus hidrofilik akan menarik seluruh molekul air dalam larutan dan gugus hidrofobik cenderung menolak air (Juita et al., 2016). Dari kedua struktur (hidrofilik dan hidrofobik) tersebut dari gugus hidrofilik (kepala surfaktan) itu bermuatan negatif disebut surfaktan anionik yang bermuatan positif disebut kationik yang tidak memiliki muatan disebut nonionik dan yang bermuatan positif dan negatif disebut amfoter. Sedangkan untuk gugus hidrofobik (ekor surfaktan) disebut hidrokarbon, perfluoro hidrokarbon dan *polyoxypropylene* atau *polyoxybutylene* (Rachim et al., 2012). Berdasarkan muatan, surfaktan dapat dibedakan menjadi 4 kelompok yakni:

a. Surfaktan anionik

Surfaktan anionik adalah molekul surfaktan yang memiliki muatan negatif pada gugus aktif hidrofilik, golongan surfaktan yang masuk kedalam surfaktan ionic ini yaitu, *linier alkilbenzen sulfonate* (LAS), *alcohol sulfat* (AS), *alcohol ester sulfat* (AES), *alfa olein sulfonate* (AOS) dan *metil ester sulfonate* (MES).

b. Surfaktan kationik

Surfaktan kationik adalah surfaktan yang memiliki muatan positif pada gugus hidrofolik. Surfaktan yang masuk kedalam golongan surfaktan kationik yaitu, garam *alkil trimethyl ammonium*, garam *dialkildimethyl ammonium* dan garam *alkil dimethyl benzil ammonium*.

c. Surfaktan nonionik

Surfaktan nonionik adalah surfaktan yang tidak terurai di dalam air dan tidak bermuatan. Surfaktan ini tidak membentuk ikatan ionik, tetapi ketika dilarutkan dalam air keelektronegatifan surfaktan menunjukkan perbedaan antara unsur-unsur utama. Surfaktan ini juga sangat tahan terhadap salinitas yang lebih tinggi daripada anionik. Surfaktan yang masuk ke dalam golongan surfaktan nonionik yaitu, *ester gliserol* asam lemak, *ester sorbitan* asam lemak, *ester sukrosa* asam lemak, *polietilena alkil amina*, *glukamina*, *alkil poliglukosida*, *mono alkanol amina*, *dialkanol amina* dan *alkil amina oksida*.

d. Surfaktan *amphoter*

Surfaktan *amphoter* adalah surfaktan bermuatan positif dan bermuatan negatif. Muatan ion dari surfaktan ini tergantung pada pH sistem. Surfaktan ini juga merupakan surfaktan dengan pembentukan busa yang baik dan telah diuji dalam 10% salinitas pada suhu tinggi 200°F. surfaktan yang masuk ke dalam golongan *amphoter* yaitu, surfaktan yang mengandung asam *amino*, *betain* dan *fosfobetain*. (Widyanti, 2007).

Teknik EOR berbasis surfaktan telah menjadi salah satu teknologi yang paling sukses sejak tahun 1980 dan secara signifikan meningkatkan produksi minyak dibandingkan dengan metode EOR lainnya. Adapun tujuan dari injeksi surfaktan itu sendiri adalah untuk menurunkan tegangan permukaan dan tegangan

antarmuka serta meningkatkan stabilitas partikel terdispersi (Nugroho & Buchori, 2019).

Surfaktan penting dalam meningkatkan kapasitas produksi minyak dengan cara menurunkan tegangan antar muka (IFT), mengubah wetabilitas, mengurangi viskositas, mengurangi tetesan minyak dalam air, dan menstabilkan *reservoir* sumur produksi. Untuk mengeluarkan minyak yang tersisa di sumur secara optimal, diperlukan surfaktan yang larut dalam minyak (air formasi dan minyak) dan sesuai untuk kondisi fluida (Arrohman, 2013).

Kriteria utama untuk menentukan kualitas surfaktan untuk aplikasi pada sumur tua adalah IFT. Semakin rendah nilai IFT maka semakin mudah terjadinya emulsifikasi antara minyak dan air, serta semakin rendah tekanan kapiler pada daerah penyempitan pori-pori *reservoir*, sehingga minyak yang terperangkap dalam pori-pori *reservoir* dapat dikirim ke sumur produksi (Oktavian, 2011). Pengujian untuk kesesuaian surfaktan yang digunakan dalam EOR meliputi uji *compatibility* dan uji *phase behaviour*. Uji *compatibility* dilakukan untuk mengetahui seberapa cocok surfaktan dengan air formasi di *reservoir*. Uji ini adalah yang paling awal sebelum uji lain dilakukan. Jika surfaktan tidak lulus (tidak sesuai) dalam pengujian ini, maka dianggap tidak sesuai untuk *reservoir* terkait dan tidak perlu pengujian lebih lanjut (Solikha & Haryanti, 2021).

### 2.3 *Compatibility (Compatibility)*

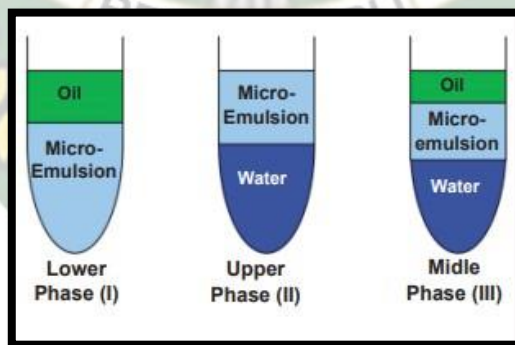
Uji *compatibility* dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kesesuaian antara surfaktan dengan air formasi. Uji *compatibility* adalah uji pertama yang dijalankan sebelum uji lainnya. Jika uji ini gagal atau dinyatakan tidak kompatibel, surfaktan dianggap tidak cocok untuk *reservoir*. Beberapa pembentukan yang memungkinkan terbentuknya campuran surfaktan dan air formasi ialah:

- Larutan sempurna, terbentuknya campuran yang jernih atau terbentuknya satu fasa
- Koloid (*milky*), terbentuknya campuran yang tidak jernih atau larutan lebih terlihat seperti susu satu fasa
- *Suspense* (endapan), cairan dan padatan berbentuk butiran atau gumpalan yang terlihat sangat jelas atau terbentuknya campuran dua fasa

Hasil yang diharapkan dari pengujian *compatibility* adalah larutan sempurna atau membentuk satu fasa yang tidak menimbulkan koloid dan suspensi karena itu akan berakibat akan terjadinya penyumbatan pada saat larutan diinjeksikan ke dalam *reservoir* (Eni & Syahrial, 2010).

#### 2.4 Phase Behaviour

Uji *Phase Behaviour* dilakukan untuk menentukan kadar salinitas optimum dan kelarutan surfaktan dalam sampel minyak. Menurut beberapa pihak, uji *phase behaviour* merupakan langkah uji yang lebih cepat dan mudah untuk menentukan nilai IFT dan efektivitas larutan surfaktan yang diuji. Uji *phase behaviour* memberikan data salinitas yang optimal untuk surfaktan membentuk mikroemulsi. Mikroemulsi yang terbentuk menunjukkan nilai IFT yang kecil yaitu  $10^{-3}$  dyne/cm. Surfaktan merupakan zat adiktif yang dapat menurunkan IFT fluida minyak atau *reservoir* batuan. Sedangkan campuran surfaktan, air dan minyak dapat membentuk emulsi fasa bawah (larut dalam air), emulsi fasa tengah (disebut *microemulsion*, larut dalam fasa minyak dan air), dan emulsi fasa atas (larut dalam minyak). Hal yang menjadi perhatian dalam kegiatan EOR injeksi surfaktan adalah terbentuknya *microemulsion* (fasa tengah) (Reningtyas & Mahreni, 2015).



**Gambar 2. 1** *Phase behaviour* untuk Mikroemulsi

Sumber: (SARI et al., 2017)

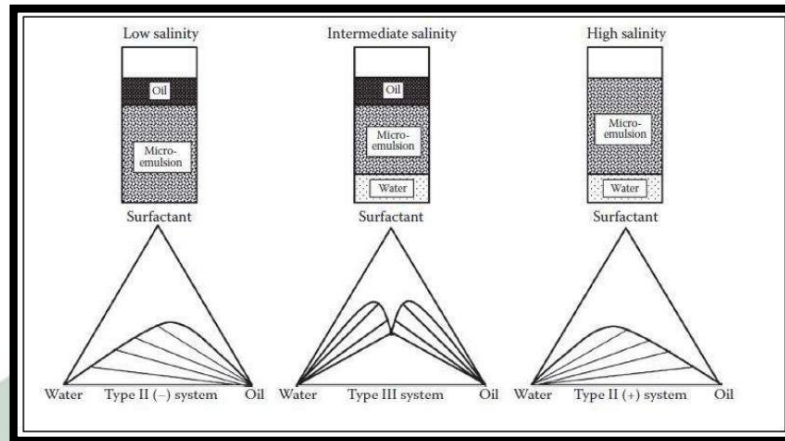
Uji *phase behaviour* digunakan untuk memilih bahan kimia yang diperlukan yang dapat menghasilkan *microemulsion* antara fasa minyak dan bahan kimia. Hasil dari uji laboratorium ini menunjukkan berapa banyak minyak yang dapat diambil dari *core* menggunakan bahan kimia yang dipilih. Untuk membasahi *reservoir* minyak, bahan kimia yang dipilih harus memiliki kemampuan untuk mengurangi

wetabilitas minyak agar fasa minyak dalam *reservoir* dapat mengalir dengan mudah (Selvaraj, 2019).

CMC (*Critical Micelle Concentration*) adalah konsentrasi surfaktan jenuh dalam suatu emulsi. Pada konsentrasi kritis, IFT tidak berubah atau sedikit berubah dengan meningkatnya konsentrasi surfaktan. Semakin tinggi konsentrasi surfaktan dalam larutan, semakin rendah tegangan antarmuka. Jika IFT tidak berubah dengan penambahan surfaktan, atau jika perubahan IFT sedikit, konsentrasi surfaktan yang diinginkan telah tercapai (R. Reningtyas, 2015).

Pembentukan mikroemulsi adalah faktor yang paling penting dalam semua jenis injeksi kimia dalam injeksi surfaktan untuk mencapai IFT yang rendah antara larutan surfaktan dan *crude oil* untuk mengatasi gaya tekanan kapiler di pori-pori batuan dan memobilisasi sisa minyak (Alli & Tobing, 2016).

Dalam penelitian ini, peneliti melakukan penelitian pembentukan mikroemulsi dengan sifat yang menguntungkan untuk mengurangi IFT pada kondisi optimal untuk mendapatkan formulasi surfaktan yang efektif untuk injeksi kimia. Pengaruh salinitas terhadap pembentukan mikroemulsi dan penurunan IFT antara air dan minyak dilakukan melalui uji *phase behaviour* dan pengukuran IFT, serta pengamatan *compatibility*. Formulasi optimum untuk menghasilkan mikroemulsi kemudian direkomendasikan untuk diterapkan pada percobaan penggenangan *core* untuk menyelidiki keefektifan penggenangan mikroemulsi untuk meningkatkan *oil recovery*.



**Gambar 2. 2** Tiga jenis mikroemulsi dan pengaruh salinitas pada *phase behaviour*

Sumber: (Moustafa, 2017)

Mikroemulsi diklasifikasikan menjadi tiga jenis yaitu tipe I atau emulsi minyak dalam air, tipe II atau biasa disebut dengan air dalam minyak, dan tipe III disebut juga fase dimana jumlah air sama dengan jumlah minyak dalam emulsi (Winsor, 1954). Faktor-faktor yang mempengaruhi perubahan fasa dari fasa bawah ke fasa tengah dan kemudian ke fasa atas dalam sistem minyak, surfaktan, dan air injeksi adalah: meningkatnya salinitas, berkurangnya panjang rantai hidrokarbon (minyak), meningkatnya konsentrasi alkohol ( $C_4$ ,  $C_5$ ,  $C_6$ ), turunnya suhu, bertambahnya konsentrasi surfaktan, meningkatnya perbandingan brine atau minyak, meningkatnya perbandingan larutan surfaktan atau minyak dan meningkatnya berat molekul surfaktan (Hadi Purnomo, 2009).

## 2.5 Air Formasi

Air formasi adalah air yang terakumulasi didalam *reservoir* bersamaan dengan *crude oil* dari hasil pengeboran. Air formasi biasanya mengandung bermacam-macam garam dan asam, terutama NaCl sehingga air tersebut bersifat asam bahkan asam sekali. Gunanya untuk tambahan dalam pembuatan larutan surfaktan sebagai larutan yang akan diinjeksikan ke dalam *reservoir*. Dalam air formasi terdapat ion-ion terlarut yaitu  $Na^+$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Fe^{2+}$  yang masuk ke golongan kation dan  $CO_3^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $Cl^-$  yang termasuk ke golongan anion. Air formasi biasanya dikenal juga dengan *oil field water* atau *connate water* atau



*inertial water*. Kadungan garam dalam air formasi bisa mempengaruhi *interfacial tension* minyak dan juga air sehingga dapat mempengaruhi juga keefektifan pelepasan minyak dari batuan dengan teknik injeksi kimia.

## 2.6 State of The Art

Widyaningsih (2017) menggunakan sampel dari lapangan minyak M di Indonesia. Penelitian yang dilakukan berfokus pada efek konsentrasi surfaktan anionik yang digunakan dalam pergeseran garam yang optimal dalam sistem mikroemulsi antara air dan minyak. Konsentrasi garam optimum sangat dipengaruhi oleh interaksi antara surfaktan dan minyak, atau interaksi antara surfaktan dan air. Uji *phase behaviour* menggunakan surfaktan anionik dan sampel dari medan-M diselidiki untuk menentukan pengaruh konsentrasi pada kandungan garam optimal dari mikroemulsi dan rasio kelarutan air atau minyak. Pada pengujian ini menggunakan surfaktan sulfonat dengan konsentrasi alkali dan pelarut pada percobaan 1 dan 2 tetap sebesar 0,2 wt%, sedangkan konsentrasi surfaktan yang digunakan pada percobaan 1 adalah 1 wt% dan pada percobaan kedua adalah 0,5 wt%. Karena efek penurunan konsentrasi surfaktan anionik, konsentrasi garam optimum telah berkurang dari 42.000 ppm menjadi 31.000 ppm. Di sisi lain, tidak ada perubahan signifikan dalam rasio kelarutan.

Penelitian yang dilakukan Anggara et al (2019) untuk mengetahui kerja surfaktan berbahan dasar *sodium lignosulfonate* (SLS) pada media batupasir dan batugamping dengan menilai *recovery factor* (RF) yang diperoleh dari injeksi surfaktan tersebut. Selain itu, sifat fisik *reservoir* dan surfaktan akan dikarakterisasi. Dalam penelitian ini diketahui bahwa penelitian ini menggunakan surfaktan *sodium lignosulfonat* (SLS) yang berasal dari lignin lindi hitam. Surfaktan *lignosulfonat* menunjukkan sifat stabil dalam kondisi cair dengan emulsi 53,75% dalam sampel minyak gas. Nilai IFT juga tercatat sebesar 1,091 mN/m yang terjadi pada konsentrasi 4% dalam larutan air garam 80.000 ppm. Hasil yang diperoleh dari pengujian ini pada pengujian IFT dan CMC menghasilkan konsentrasi surfaktan tertinggi yaitu 1% dan konsentrasi inilah yang diuji ulang batuan batupasir dan batugamping.

Yani Faozani Alli (2016) menjelaskan mekanisme pembentukan mikroemulsi oleh larutan surfaktan dan penurunan IFT antara air formasi dan minyak di Lapangan X Sumatera Tengah. Dilakukan tiga pengujian yaitu uji *Compatibility*, uji *Phase behaviour*, dan pengukuran IFT. Bahan yang digunakan adalah surfaktan anionik, natrium karbonat dengan konsentrasi pada kisaran 0,5 - 1%, nilai viskositas 6,7 cp, suhu *reservoir* 85°C, dan °API 34,17. Setelah dilakukan pengujian, didapatkan konsentrasi garam optimum dengan menambahkan 0,65% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> sehingga mikroemulsi terbentuk. Pada kondisi ini IFT antara air dan minyak dapat mencapai titik terendah 10<sup>-3</sup> dyne/cm dan berpotensi untuk meningkatkan *oil recovery* pada *reservoir*.

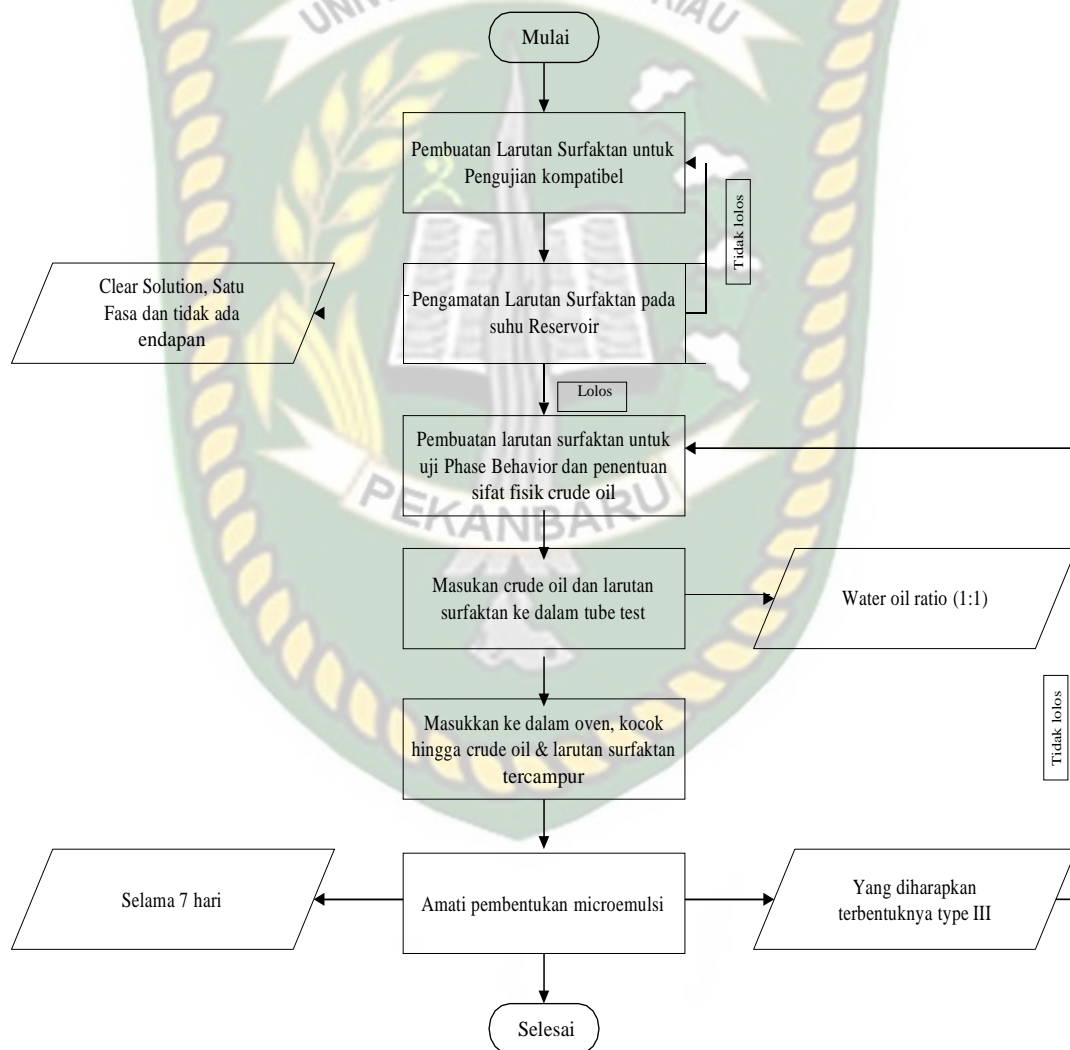
Quintero et al., (2018) menguji *phase behaviour* dengan menggunakan *crude oil*, air injeksi dan surfaktan dengan berbagai salinitas (10.000 ppm sampai 80.000 ppm). Hasilnya menunjukkan perkembangan karakteristik dari dua fasa (wonsor I) ke tiga fasa (wonsor III) menjadi dua fasa (wonsor II). Ketiga kategori tersebut (wonsor I, winsor II dan winsor III) ditentukan berdasarkan interaksi antara surfaktan, *crude oil* dan air injeksi. Winsor III ditunjukkan dari kisaran salinitas 3,5% sampai 5,0% NaCl atau dengan salinitas optimum 4,5% NaCl. IFT yang dihitung pada salinitas optimum adalah 0,0005 mN/m yang berada pada kisaran IFT rendah yang diperlukan untuk mendapatkan jumlah kapiler yang tinggi.

Rahmani, (2018) menggunakan surfaktan *Sulfonat Alkil Ester* (SAE) pada salinitas optimum 75.000 ppm NaCl dengan konsentrasi 0,4%. Surfaktan *Sulfonat Alkil Ester* ini merupakan surfaktan baru yang digunakan untuk memobilisasi minyak yang belum terangkat dalam *reservoir*. Surfaktan ini fungsinya untuk mengurangi sisa *crude oil* dengan cara menurunkan IFT antara minyak dan air. *Recovery factor* yang dihasilkan dalam penelitian ini mencapai 12,12% dengan IFT= 10<sup>-3</sup> dyne/cm setelah menambahkan surfaktan SAE 0,4% pada salinitas optimum 75.000.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Diagram Penelitian

Bab ini menjelaskan tentang metode pelaksanaan penelitian ini. Penelitian ini dilakukan di laboratorium Analisa Fluida *Reservoir* Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Penjelasan mengenai pelaksanaan penelitian ini meliputi rincian alat, bahan dan urutan prosedur percobaan. Hal ini digambarkan melalui diagram alir penelitian di bawah ini.



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

### 3.2 Reservoir Overview

Crude oil salah satu bahan utama dalam penelitian ini. Oleh sebab itu sifat fisik *crude oil* harus diketahui terlebih dahulu agar dapat melihat kecocokan antara surfaktan dengan air formasi. Tabel di bawah ini menunjukkan reservoir overview dari lapangan X.

**Tabel 3. 1 Reservoir Overview**

Oil Properties			
Layer B		Layer C	
API	19	22.3	°
Viscosity	131.5	19.32	cP
Bo	1.164	1.165	RB/STB
Rsi	352	359	SCF/STB
Pour Point	115	110	°F
Water Properties			
Salinity	20060.1	20281.42	Ppm
Viscosity	0.3037	0.3037	cP
Rock Properties			
Porosity	19.13	22	%
Typical Permeability	50 – 700		mD
P & T Properties			
P Initial	1579	1663	Psi
Pb	1500		Psi
P current	1579	1560	Psi
Temperature	200	200	°F

Sumber: LEMIGAS

### 3.3 Alat dan Bahan

#### 3.3.1 Alat



*Tube Centrifuge 15 ml*



*Bubble Wrap dan  
Aluminium Foil*



*Micropipet*



*Timbangan Digital*



*Hot Stirrer*



*Oven*



*Tube Test*



*Gelas Kimia*



*Pipet Tetes*



*Corong*



*Gelas Ukur*



*Magnetic stirrer*

**Gambar 3. 2** Alat yang digunakan dalam Penelitian

### 3.3.2 Bahan

Dalam penelitian ini terdapat beberapa bahan yang akan dicampurkan ataupun ditambahkan. Dalam pembuatan larutan surfaktan, surfaktan akan dicampurkan dengan air formasi yang sudah ditambahkan *brine* sebelumnya dan terdapat beberapa bahan lain yang akan digunakan dalam penelitian ini.

#### a. Surfaktan

Dalam penelitian ini menggunakan 4 jenis surfaktan.



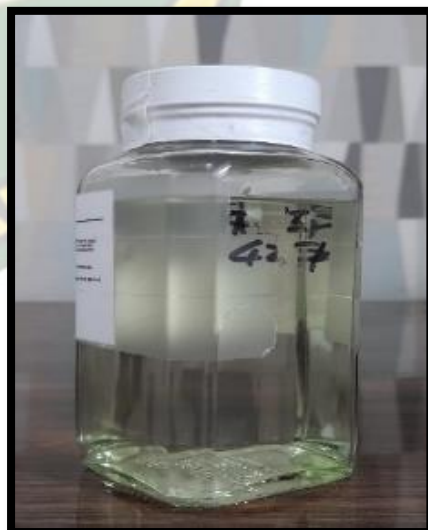
**Gambar 3. 3** Surfaktan EY1



**Gambar 3. 4** Surfaktan EY2



**Gambar 3. 5** Surfaktan EY3



**Gambar 3. 6** Surfaktan EY4

b. *Crude Oil*

Sampel *Crude Oil* didapatkan langsung dari lapangan X.



**Gambar 3. 7** Minyak TAF B



**Gambar 3. 8** Minyak TAF C

c. Air Formasi

Air formasi adalah air yang terakumulasi didalam *reservoir* bersamaan dengan *crude oil* dari hasil pengeboran. Fungsi air formasi dalam penelitian ini ialah sebagai tambahan dalam pembuatan larutan surfaktan sebagai larutan yang akan diinjeksikan ke dalam *reservoir*.



**Gambar 3. 9** Air Formasi Lapangan X

## d. Garam

Gambar 3. 10 MgCl<sub>2</sub>Gambar 3. 11 CaCl<sub>2</sub>

Gambar 3. 12 NaCl

### 3.4 Variabel Penelitian

#### 3.4.1 Variabel Tetap

1. Temperatur uji: 93°C.
2. Waktu pengujian:
  - a. Pengamatan *Compatibility test*: 14 hari
  - b. Pengamatan *Phase Behaviour test*: 7 hari

#### 3.4.2 Variabel Berubah

1. Konsentrasi surfaktan:
  - a. Uji *Compatibility* : 0,075 % v/v – 1,2 % v/v (0,075; 0,1; 0,125; 0,15; 0,3; 0,5; 0,6; 0,7; 0,9; 1,2) % v/v
  - b. Uji *Phase Behaviour* : 0,025 % v/v – 2 % v/v (0,025; 0,075; 0,1; 0,125; 0,15; 0,2; 0,3; 0,6; 0,8; 0,9; 1,2; 2) % v/v
2. Salinitas Larutan:
  - Uji *Phase Behaviour*: 5.000 ppm, 10.000 ppm, 15.000 ppm, 20.000 ppm, 25.000 ppm, 30.000 ppm dan 35.000 ppm.

### 3.5 Prosedur Penelitian

Pengujian untuk mengetahui kelayakan suatu surfaktan untuk digunakan pada EOR diantaranya uji *compatibility* dan *phase behaviour*. Uji *compatibility* dilakukan untuk mengetahui seberapa besar kesesuaian antara surfaktan dengan air formasi dalam *reservoir*. Uji ini adalah uji awal sebelum uji lain dilakukan. Jika



surfaktan tidak lulus, maka dianggap tidak cocok untuk *reservoir* terkait dan tidak perlu diuji lebih lanjut.

### 3.5.1 Uji *Compatibility*

Larutan surfaktan dibuat dengan mencampurkan surfaktan dan air formasi dengan salinitas tertentu. Hal pertama kali dilakukan yaitu mengambil sejumlah surfaktan pada konsentrasi yang telah ditetapkan dan menambahkan air formasi dengan salinitas tertentu (salinitas air formasi X yaitu 20.000 ppm) dan selanjutnya larutan diaduk selama 4 jam. Larutan surfaktan yang sudah diaduk dimasukan kedalam *tube test* sampai batas yang sudah ditentukan dan ditutup untuk mencegah kontaminasi. Kemudian meletakan larutan kedalam oven yang suhunya sudah diatur terlebih dahulu sesuai dengan suhu *reservoir* yaitu 200°F (93°C) dan dilakukan pengamatan selama 14 hari. Larutan yang lulus uji adalah larutan yang menghasilkan larutan yang jernih, satu fasa, dan tidak adanya endapan (Hocine et al., 2016).

### 3.5.2 Uji *Phase Behaviour*

Pengujian dilakukan dengan memasukkan *crude oil* dan larutan surfaktan pada konsentrasi tertentu ke dalam *tube centrifuge* 15 ml dengan *Water Oil Ratio* (WOR) 1:1 menggunakan micropipet. *Tube centrifuge* yang sudah terisi *crude oil* dan larutan tersebut ditutup agar tidak terjadinya kontak dengan oksigen dari udara baru lalu ditutup dengan tutup *tube*. *Tube* tersebut dimasukan ke dalam oven pada suhu yang sudah diatur sesuai suhu *reservoir* selama  $\pm 30$  menit, kemudian melakukan pengocokan pada larutan yang berada di *tube* secara perlahan hingga *crude oil* dan larutan surfaktan saling bercampur. Kemudian *tube* dimasukan kembali ke dalam oven dan dilakukan pengamatan terhadap emulsi sampai 7 hari ke depan (Barnes et al., 2008).

## 3.6 Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium EOR Pusat Studi Pengembangan dan Peningkatan Produksi Minyak Bumi (PSP3MB) dan Laboratorium Analisa Fluida *Reservoir* (AFR) Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teknik pengambilan data untuk penelitian ini menggunakan data primer, data didapat dari pengamatan langsung dengan melakukan eksperimen dan dibantu dengan beberapa

data sekunder (buku, jurnal dan paper) yang berasal dari penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya serta data dari perusahaan penyedia jasa alat yang digunakan dalam eksperimen, seperti: jenis surfaktan yang digunakan dan cara pemakaian alat.

### 3.7 Jadwal Penelitian

**Tabel 3. 2** Jadwal Penelitian

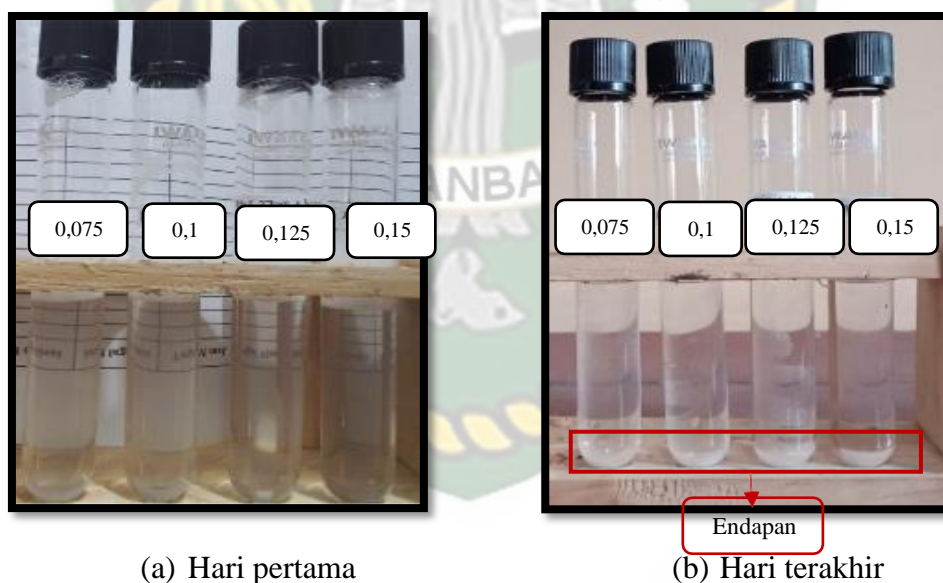
No	Jenis Kegiatan	Februari		Maret				April				Mei				Juni	
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literature																
2	Persiapan Alat dan Bahan serta SOP Penelitian																
3	Pelaksanaan Penelitian																
4	Pengumpulan Data																
5	Membuat Laporan Akhir																

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil Pengamatan

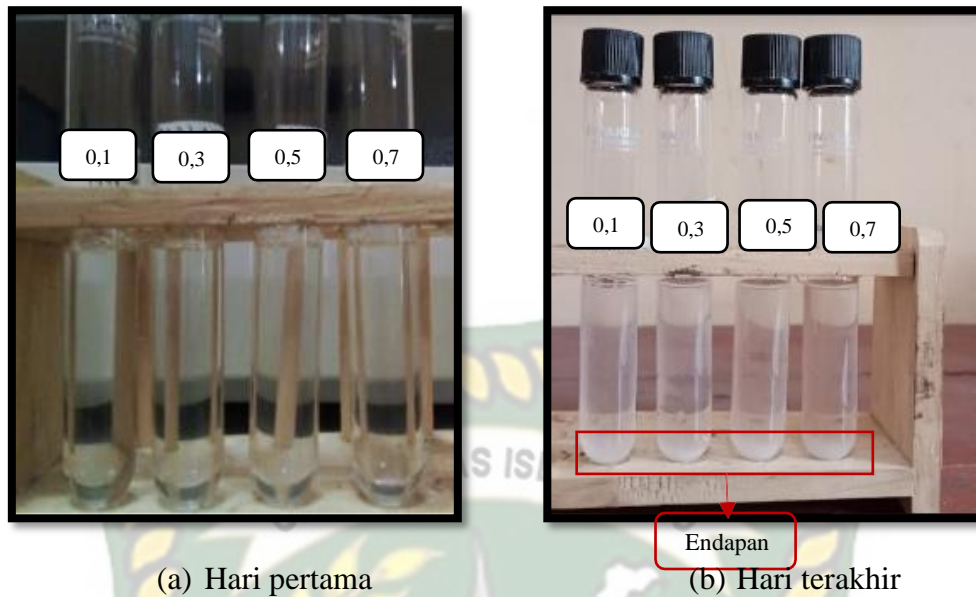
#### 4.1.1 Hasil Pengamatan Uji *Compatibility*

Uji *Compatibility* bertujuan untuk mengetahui kecocokan antara surfaktan dengan air formasi dan diharapkan menghasilkan larutan yang sempurna (membentuknya satu fasa dan tidak adanya koloid dan endapan) agar tidak mengakibatkan penyumbatan pada saat penginjeksian. Dari pengujian di laboratorium didapatkan nilai salinitas air formasi pada lapangan X ini adalah 20.000 ppm, kemudian mencampurkan air formasi tersebut dengan surfaktan dengan konsentrasi yang sudah ditetapkan. Dalam pengujian ini surfaktan yang digunakan terdiri dari 4 jenis yaitu, surfaktan EY1, EY2, EY3 dan EY4 dengan suhu tetap yaitu 93°C. Hasil pengamatan uji *compatibility* pada surfaktan EY1, EY2, EY3 dan EY4 dapat dilihat pada gambar 4.1 sampai dengan gambar 4.4



**Gambar 4. 1** Uji *compatibility* Surfaktan EY1 dengan Air Formasi

Berdasarkan **Gambar 4.1**, surfaktan EY1 pada hari pertama menghasilkan *foam* atau busa disetiap larutan dan diamati sampai hari ke-14 dengan suhu 93°C seperti halnya suhu di *reservoir* lapangan X menghasilkan larutan yang terdapat adanya endapan di setiap sampel larutan. Dikarenakan adanya endapan, maka surfaktan EY1 dinyatakan tidak lulus uji *compatibility*.

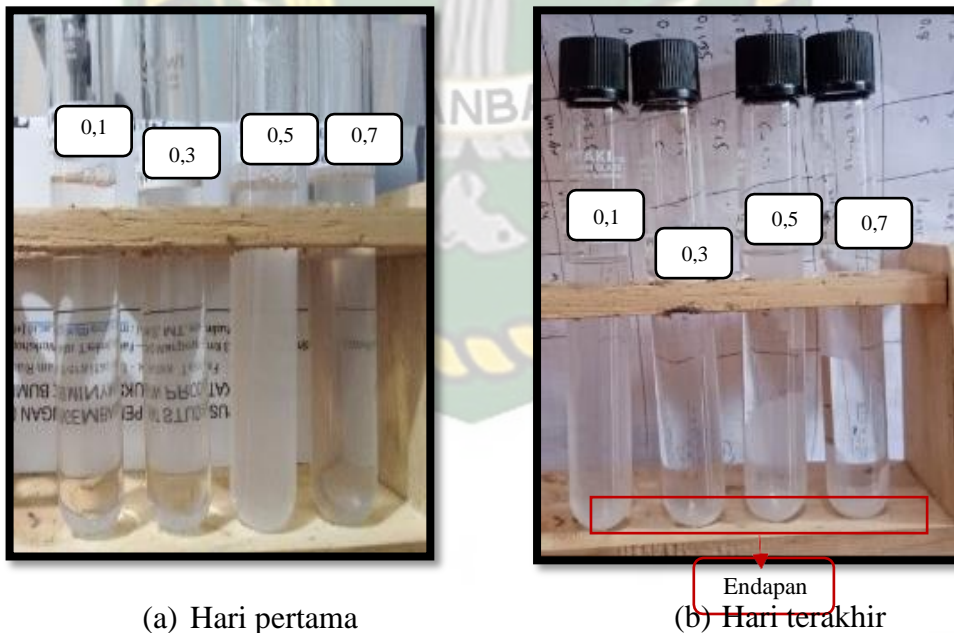


(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 2** Uji *compatibility* Surfaktan EY2 dengan Air Formasi

Berdasarkan **Gambar 4.2**, surfaktan EY2 pada hari pertama menghasilkan adanya *foam* atau busa dan di hari ke-14 menghasilkan adanya endapan yang terdapat pada dasar *tube*, sehingga hasil pengamatan surfaktan EY2 pada setiap sampel dengan menggunakan air formasi lapangan X dinyatakan tidak lulus uji *compatibility*.



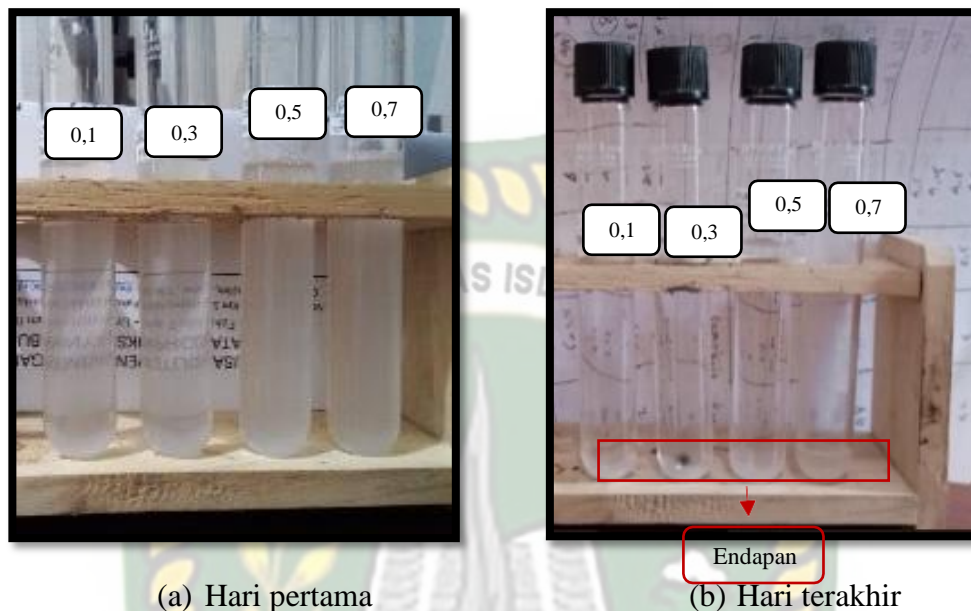
(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 3** Uji *compatibility* Surfaktan EY3 dengan Air Formasi

Berdasarkan **Gambar 4.3**, surfaktan EY3 pada hari pertama dengan konsentrasi 0,1 dan 0,3 menghasilkan *foam*/ busa dan konsentrasi 0,5 dan 0,7 menghasilkan larutan yang keruh dan adanya *foam*/ busa. Untuk pengamatan sampai hari ke-14 sama

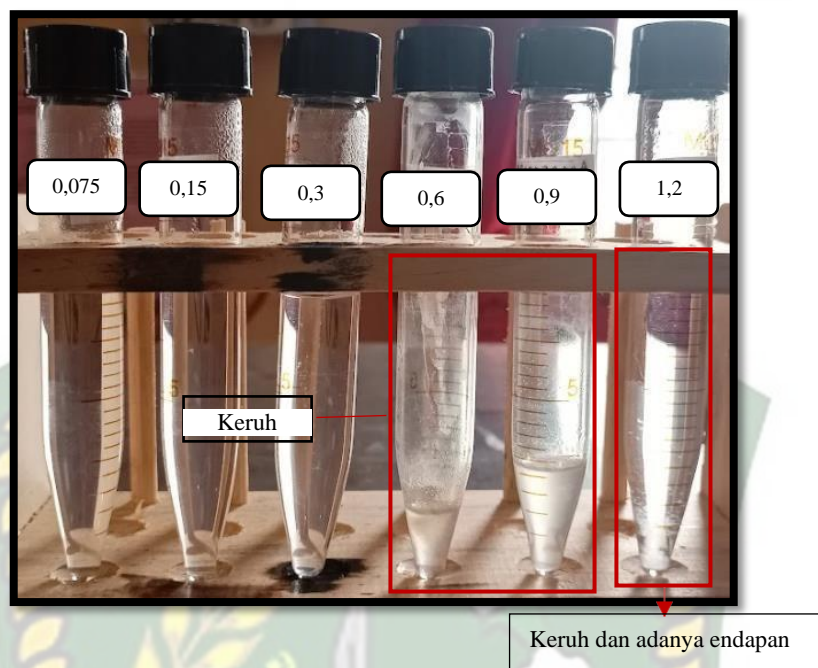
seperti sampel yang lainnya, yaitu larutan surfaktan EY3 juga menghasilkan adanya endapan yang terdapat di dasar *tube* dan surfaktan EY3 juga dinyatakan tidak lulus uji *compatibility*.



**Gambar 4.4** Uji *compatibility* Surfaktan EY4 dengan Air Formasi

Berdasarkan **Gambar 4.4**, surfaktan EY4 hari pada pertama untuk keseluruhan larutan menghasilkan larutan yang keruh dan adanya *foam/ busa*. Untuk pengamatan sampel hari ke-14, larutan surfaktan EY4 menghasilkan larutan yang ada endapan pada *tube test* yang digunakan. Oleh sebab itu, sampel surfaktan EY4 belum dapat dinyatakan lulus uji *compatibility*.

Dikarenakan semua sampel larutan surfaktan EY1, EY2, EY3 dan EY4 tidak lolos uji *compatibility* maka pengujian surfaktan dengan membuat air sintetik salinitas yang sama dengan air formasi lapangan X, menjadi salah satu alternatif metode pengujian untuk mengetahui hasil uji *compatibility* dari surfaktan. Pengujian kembali dilakukan dengan menggunakan *sintetic water* tanpa adanya penambahan karbonat untuk membuktikan bahwa endapan yang terbentuk tersebut merupakan *scale* ataupun disebabkan oleh *active content* surfaktan yang tidak tahan terhadap salinitas (20.000 ppm). Hasil pengamatan pada pengujian ini dapat dilihat pada gambar 4.5 sampai gambar 4.8.



**Gambar 4.5** Uji *compatibility* Surfaktan EY1 dengan Sintetic Water

**Gambar 4.5**, menunjukkan bahwa sampel surfaktan EY1 dengan konsentrasi 0,075%, 0,15% dan 0,3% menghasilkan larutan sempurna atau larutan yang jernih tidak menimbulkan koloid ataupun *suspense* (endapan) dan dinyatakan lulus uji *compatibility*. Namun, sampel surfaktan EY1 dengan konsentrasi 0,6%, 0,9% dan 1,2% menghasilkan larutan yang keruh serta adanya endapan pada sampel larutan. Hal ini dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

**Tabel 4.1** Uji *compatibility* Surfaktan EY1 dengan Sintetic Water

Konsentrasi (%)	Salinitas (ppm)	Keterangan
0,075	20.000	Satu fasa, jernih
0,15	20.000	Satu fasa, jernih
0,3	20.000	Satu fasa, jernih
0,6	20.000	Keruh
0,9	20.000	Keruh
1,2	20.000	Keruh dan adanya endapan



**Gambar 4. 6** Uji *compatibility* Surfaktan EY2 dengan *Sintetic Water*

Berdasarkan **Gambar 4.6**, dilihat bahwa surfaktan EY2 menghasilkan larutan yang sempurna atau larutan yang jernih dan tidak menimbulkan koloid ataupun endapan pada setiap sampel. Dengan demikian, surfaktan EY2 dinyatakan lulus uji *compatibility*. Hal ini dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

**Tabel 4. 2** Uji *compatibility* Surfaktan EY2 dengan *Sintetic Water*

Konsentrasi (%)	Salinitas (ppm)	Keterangan
0,075	20.000	Satu fasa, jernih
0,15	20.000	Satu fasa, jernih
0,3	20.000	Satu fasa, jernih
0,6	20.000	Satu fasa, jernih
0,9	20.000	Satu fasa, jernih
1,2	20.000	Satu fasa, jernih



**Gambar 4. 7** Uji *compatibility* Surfaktan EY3 dengan *Sintetic Water*

Berdasarkan **Gambar 4.7**, surfaktan EY3 menggunakan air sintetik salinitas yang menghasilkan larutan yang sempurna atau larutan yang jernih dan tidak menimbulkan koloid ataupun *suspense* (pengendapan) pada setiap sampel. Dengan demikian, surfaktan EY3 dinyatakan lulus uji *compatibility*. Tabel di bawah ini menunjukkan hasil uji *compatibility* surfaktan EY3.

**Tabel 4. 3** Uji *compatibility* Surfaktan EY3 dengan *Sintetic Water*

Konsentrasi (%)	Salinitas (ppm)	Keterangan
0,075	20.000	Satu fasa, jernih
0,15	20.000	Satu fasa, jernih
0,3	20.000	Satu fasa, jernih
0,6	20.000	Satu fasa, jernih
0,9	20.000	Satu fasa, jernih
1,2	20.000	Satu fasa, jernih





**Gambar 4. 8** Uji *compatibility* Surfaktan EY4 dengan *Sintetic Water*

Berdasarkan **Gambar 4.8**, surfaktan EY4 menggunakan air sintetik salinitas yang menghasilkan larutan satu fasa, jernih dan tidak menimbulkan koloid ataupun *suspense* (pengendapan) pada setiap sampelnya. Dengan demikian, surfaktan EY4 dinyatakan lulus uji *compatibility*. Tabel menunjukkan hasil uji *compatibility* surfaktan EY4.

**Tabel 4. 4** Uji *compatibility* Surfaktan EY4 dengan *Sintetic Water*

Konsentrasi (%)	Salinitas (ppm)	Keterangan
0,075	20.000	Satu fasa, jernih
0,15	20.000	Satu fasa, jernih
0,3	20.000	Satu fasa, jernih
0,6	20.000	Satu fasa, jernih
0,9	20.000	Satu fasa, jernih
1,2	20.000	Satu fasa, jernih

#### 4.1.2 Hasil Pengamatan uji *Phase Behaviour*

Uji *phase behaviour* dilakukan dengan mencampurkan larutan surfaktan dengan minyak dalam volume yang sama atau dalam rasio perbandingan antara larutan surfaktan dengan minyak yaitu 1:1 (v/v). Uji *phase behaviour* dilakukan menggunakan 2 sampel *crude oil* dari lapangan X ini yaitu *crude oil* TAF B dan *crude oil* TAF C dimana minyak pada lapangan X ini termasuk *heavy oil*. Uji ini

dilakukan dengan suhu yang sama pada saat uji *compatibility* yaitu 93°C sama dengan suhu pada *reservoir* dan uji dilakukan selama 7 hari (Barnes et al., 2008). Hasil pengujian dapat dilihat pada gambar 4.9 sampai 4.16.

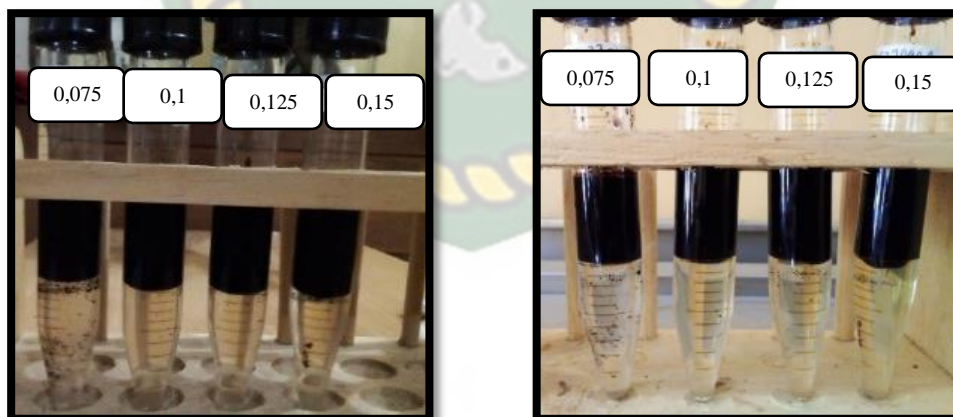


(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 9** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY1 Minyak TAF B

Berdasarkan **Gambar 4.9**, hasil pengujian *phase behaviour* surfaktan EY1 pada minyak TAF B dengan konsentrasi surfaktan 0,025, 0,075, 0,125, 0,2, 0,8% pada salinitas air formasi 20.000 ppm, belum menghasilkan hasil yang diinginkan atau belum membentuknya mikroemulsi (*middle phase type III*).



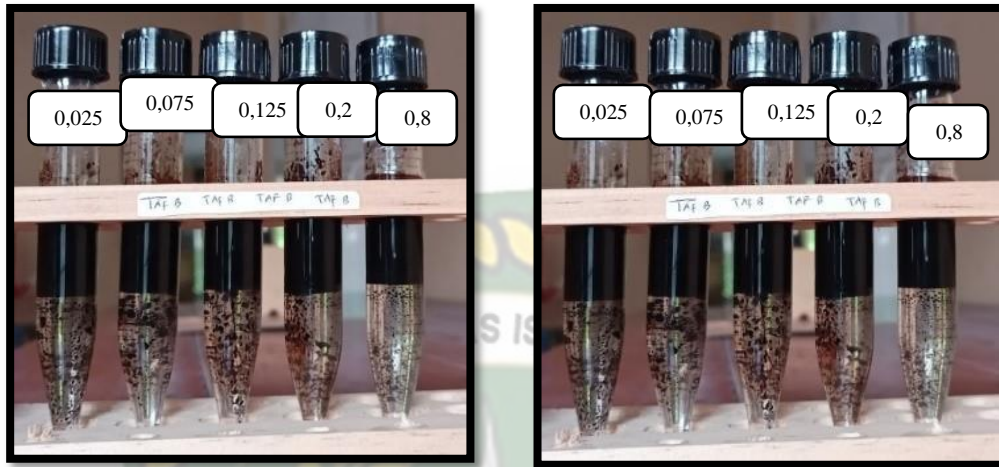
(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 10** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY1 Minyak TAF C

Berdasarkan **Gambar 4.10**, hasil uji *phase behaviour* surfaktan EY1 pada minyak TAF C dengan air formasi lapangan X salinitas 20.000 ppm dengan beberapa

konsentrasi 0,075, 0,1, 0,125 dan 0,15% serta suhu 93°C sesuai dengan suhu di *reservoir* lapangan X, belum membentuknya mikroemulsi (*middle phase type III*).



(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 11** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY2 Minyak TAF B

Berdasarkan **Gambar 4.11**, hasil pengujian *phase behaviour* surfaktan EY2 pada minyak TAF B lapangan X dengan air formasi 20.000 ppm, pada beberapa konsentrasi 0,025, 0,075, 0,125, 0,2 dan 0,8% belum membentuknya mikroemulsi (*middle phase type III*).



(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 12** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY2 Minyak TAF C

Berdasarkan **Gambar 4.12**, pengujian *phase behaviour* surfaktan EY2 pada minyak TAF C dengan konsentrasi 0,075, 0,1, 0,125 dan 0,15%, air formasi dan suhu 93°C

sesuai dengan suhu *reservoir* lapangan X, belum membentuknya mikroemulsi (*middle phase type III*).

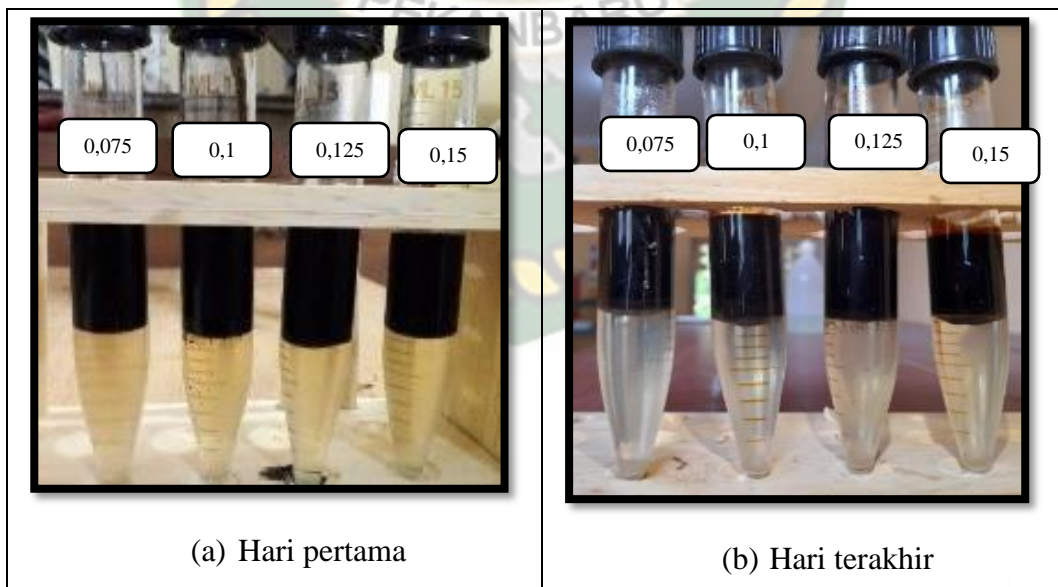


(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 13** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY3 Minyak TAF B

Berdasarkan **Gambar 4.13**, hasil uji *phase behaviour* ini belum membentuknya mikroemulsi (*middle phase type III*). Dimana uji ini dilakukan dengan surfaktan EY3 pada minyak TAF B dengan dengan konsentrasi 0,025, 0,075, 0,125, 0,2, dan 0,8%, air formasi lapangan X dan suhu *reservoir* 93°C.



(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 14** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY3 Minyak TAF C

Berdasarkan **Gambar 4.14**, hasil belum menunjukkan adanya mikroemulsi (*middle phase type III*) dimana uji ini dilakukan dengan surfaktan EY3 pada minyak TAF

C dengan 0,075, 0,1, 0,125 dan 0,15%, air formasi lapangan X (20.000 ppm) dan suhu 93°C sesuai dengan suhu *reservoir*.



(a) Hari pertama

(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 15** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY4 Minyak TAF B

Berdasarkan **Gambar 4.15**, hasil uji ini belum menunjukkan adanya mikroemulsi (*middle phase type III*) dimana uji ini dilakukan dengan surfaktan EY4 pada minyak TAF B dengan air formasi lapangan X 20.000 ppm dan pada beberapa konsentrasi 0,025, 0,075, 0,125, 0,2 dan 0,8 %.



(a) Hari pertama

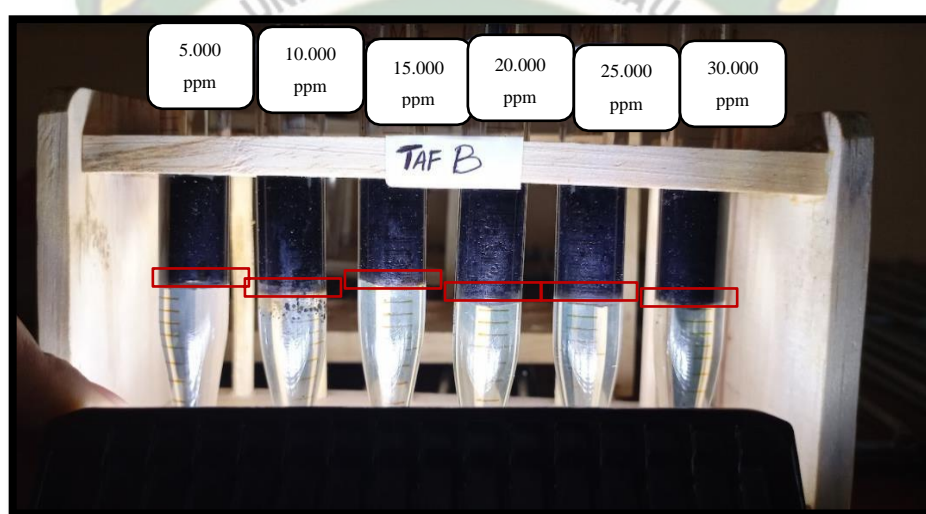
(b) Hari terakhir

**Gambar 4. 16** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY4 Minyak TAF C

Berdasarkan **Gambar 4.9** sampai dengan **Gambar 4.16**, pengamatan yang dilakukan secara visual uji *phase behaviour* pada minyak TAF B dan TAF C belum

menunjukkan mikroemulsi (*middle phase type III*) sesuai dengan kriteria yang ditetapkan yaitu sampel terlihat transparan, tembus cahaya dan stabil (Sheng, 2011).

Pengujian selanjutnya menggunakan metode *gradient salinity*. Metode *gradient salinity* dapat membantu untuk melihat kinerja surfaktan dimana dapat diketahui pada kondisi salinitas berapa surfaktan dapat membentuk mikroemulsi dan dapat menentukan *optimum salinity* yang diharapkan. Pengujian kembali dilakukan dengan konsentrasi surfaktan 2% dan salinitas 5.000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000, 30.000 dan 35.000 ppm. Hasil pengamatan dapat dilihat pada gambar 4.17 sampai dengan gambar 4.22.

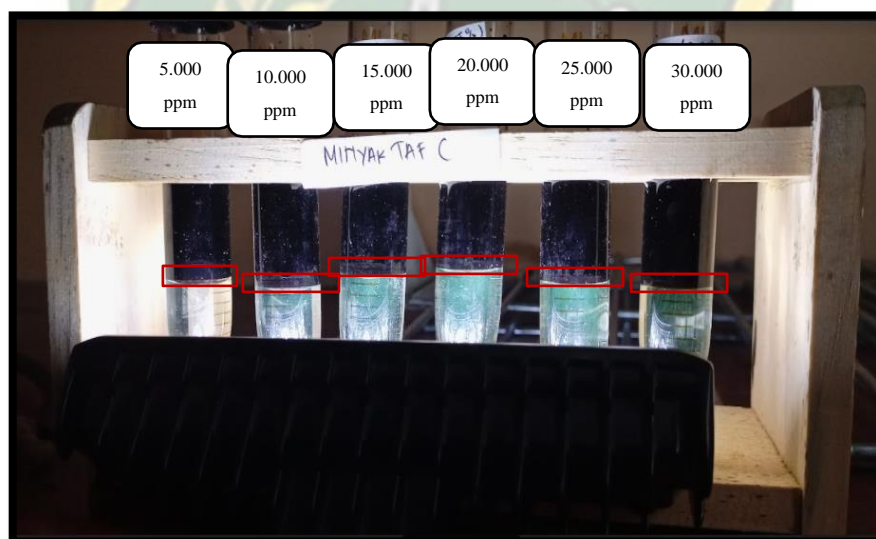


**Gambar 4. 17** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY1 Minyak TAF B *Range Salinity*

Berdasarkan **Gambar 4.17**, hasil pengamatan uji *phase behaviour* surfaktan EY1 minyak TAF B pada konsentrasi 2% dengan *range salinity* (5.000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000 dan 30.000 ppm) dengan suhu 93°C menghasilkan indikasi mikroemulsi atau indikasi adanya type III middle phase. Seperi yang ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

**Tabel 4. 5** Hasil Pengamatan Surfaktan EY1 Minyak TAF B *Range Salinity*

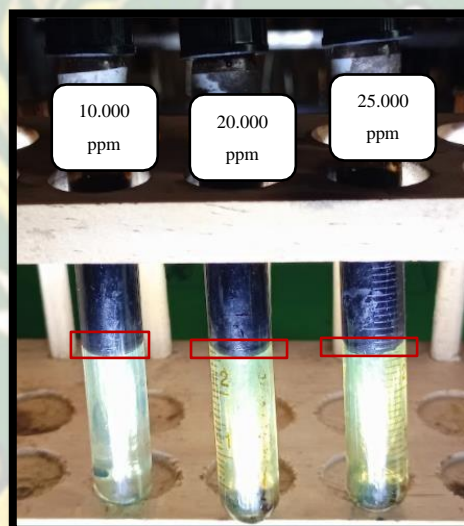
Fluida	Volume Middle Phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 5.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 10.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 15.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 20.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 25.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 30.000 ppm	0,15	1,5	Indikasi Type III, Middle Phase

**Gambar 4. 18** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY1 Minyak TAF C *Range Salinity*

Berdasarkan **Gambar 4.18**, hasil pengamatan pada surfaktan EY1 minyak TAF C konsentrasi 2% dengan *range salinity* (5.000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000 dan 30.000 ppm) pada suhu 93°C sesuai dengan suhu *reservoir* lapangan X, hanya menghasilkan indikasi *type III middle phase*. Seperti yang ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

**Tabel 4. 6** Hasil Pengamatan Surfaktan EY1 Minyak TAF C *Range Salinity*

Fluida	Volume Middle Phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 5.000 ppm	0,75	7,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 10.000 ppm	0,5	5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 15.000 ppm	0,5	5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 20.000 ppm	0,5	5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 25.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 30.000 ppm	0,25	2,5	Indikasi Type III, Middle Phase

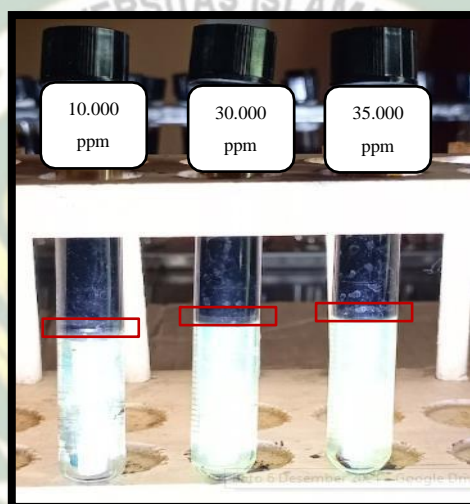
**Gambar 4. 19** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY2 Minyak TAF B *Range Salinity*

Berdasarkan **Gambar 4.19**, hasil pengamatan uji *phase behaviour* dengan *range salinity* (10.000, 20.000 dan 25.000 ppm) pada suhu 93°C surfaktan EY2 pada minyak TAF B dengan konsentrasi 2%, hanya menunjukkan adanya indikasi *type III middle phase*. Seperti yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini.



**Tabel 4. 7** Hasil Pengamatan Surfaktan EY2 Minyak TAF B *Range Salinity*

Fluida	Volume Middle Phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 10.000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 20.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 25.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase

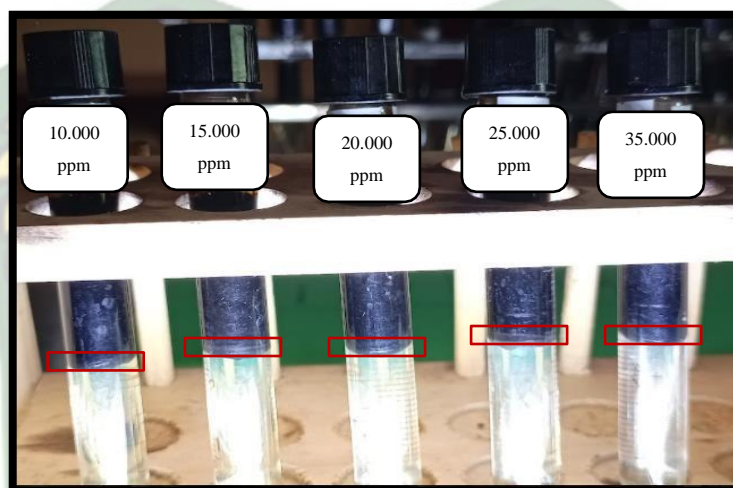
**Gambar 4. 20** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY2 Minyak TAF C *Range Salinity*

Berdasarkan **Gambar 4.20**, hasil pengamatan uji *phase behaviour* surfaktan EY2 konsentrasi 2% dengan *range salinity* (10.000, 30.000 dan 35.000 ppm) pada minyak TAF C diuji pada suhu 93°C sesuai dengan suhu *reservoir*, hanya menghasilkan indikasi adanya mikroemulsi atau adanya indikasi *type III middle phase*. Seperti yang ditunjukkan pada tabel di bawah ini.

**Tabel 4. 8** Hasil Pengamatan Surfaktan EY2 Minyak TAF C *Range Salinity*

Fluida	Volume Middle Phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 10.000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase

Surf. (2%) + 30.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 35.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase



**Gambar 4.21** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY4 Minyak TAF B *Range Salinity*

Berdasarkan **Gambar 4.21**, hasil pengamatan uji *phase behaviour* Surfaktan EY4 pada minyak TAF B dengan konsentrasi 2% salinitas (10.000, 15.000, 20.000, 25.000 dan 35.000 ppm) hanya menunjukkan indikasi adanya mikroemulsi atau adanya indikasi *type III middle phase*. Seperti yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini.

**Tabel 4.9** Hasil Pengamatan Surfaktan EY4 Minyak TAF B *Range Salinity*

Fluida	Volume middle phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 10000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 15.000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 20.000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 25.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 35.000 ppm	0,3	3	Indikasi Type III, Middle Phase

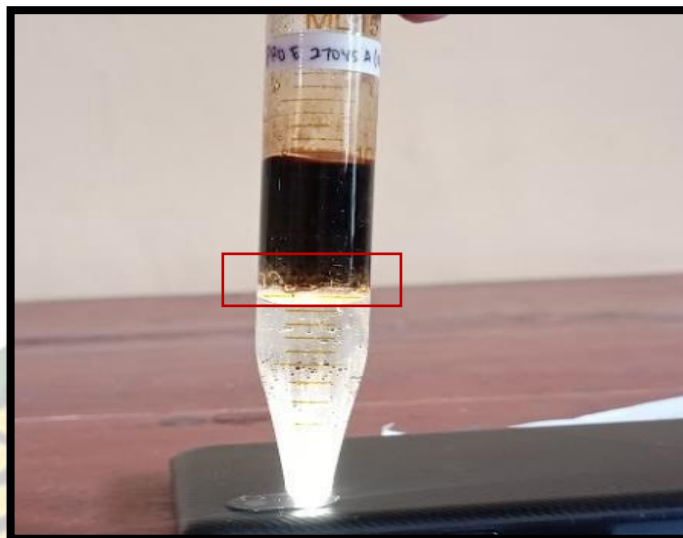


**Gambar 4. 22** *Phase Behaviour Test* Surfaktan EY4 Minyak TAF C Range Salinity

Berdasarkan **Gambar 4.22**, hasil pengamatan uji *phase behaviour* Minyak TAF C pada surfaktan EY4 dengan *range salinity* (10.000, 15.000, 20.000, 25.000, 30.000 dan 35.000 ppm) dan konsentrasi 2%, hanya menunjukkan adanya indikasi mikroemulsi atau adanya *middle phase type III*. Seperti yang ditunjukkan pada tabel dibawah ini.

**Tabel 4. 10** Hasil Pengamatan Surfaktan EY4 Minyak TAF C Range Salinity

Fluida	Volume Middle Phase	Oil Solubilization Ratio	Keterangan
Surf. (2%) + 10.000 ppm	0,5	5	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 15.000 ppm	0,4	4	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 20.000 ppm	0,4	4	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 25.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 30.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase
Surf. (2%) + 35.000 ppm	0,2	2	Indikasi Type III, Middle Phase



**Gambar 4. 23** Contoh Sampel yang Menunjukkan Indikasi Adanya Mikroemulsi  
**Gambar 4.23**, merupakan salah satu contoh larutan uji phase dimana memperlihatkan adanya indikasi mikroemulsi *middle phase type III*.

## 4.2 Pembahasan

### 4.2.1 Uji *Compatibility*

Hasil pengujian *compatibility* keseluruhan surfaktan hari pertama hingga hari keempat belas menunjukkan tidak ada satupun surfaktan yang lolos uji *compatibility* atau dapat dikatakan bahwa seluruh pengujian menghasilkan larutan yang tidak sempurna atau tidak kompatibel. Hasil karena dilihat pada larutan menimbulkan koloid ataupun *suspense* (endapan). Kegagalan atas pengujian ini disebabkan oleh adanya kandungan *scale* pada air formasi di lapangan X yang mana sudah pernah diuji oleh Diky Pranondo (2017). *Scale* adalah endapan berbentuk kristal yang merupakan hasil pengendapan mineral anorganik yang berasal dari air formasi yang terangkat bersamaan dengan minyak dan gas. *Scale* terbentuk karena disebabkan adanya campuran dua macam mineral yang *incompatible* dan adanya perubahan pH, tekanan, dan temperatur yang melewati batas kelarutan senyawa dalam air formasi. Di dalam reservoir, *scale* yang terbentuk di dalam *reservoir* bisa menurunkan permeabilitas batuan sehingga dapat menyebabkan penurunan produksi minyak dan jika *scale* mengendap di dinding pipa pemboran akan mengganggu aliran karena pengecilan diameter pipa, dimana kegagalan ini

mengharuskan perbaikan yang akan menelan biaya yang besar (Mahmoud & Gadallah, 2013).

Berdasarkan penjelasan sebelumnya, pentingnya untuk mengetahui kandungan ion-ion yang terdapat pada air formasi agar dapat mencegah terjadinya *scale*. *Scale* secara kimiawi dapat dibedakan menjadi dua tipe yaitu tipe *carbonate* dan tipe *sulphate*, dimana tipe *scale* yang sering terbentuk dalam air formasi ialah  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$  dan  $\text{CaSO}_4$  (Alighiri et al., 2018). Penelitian tentang *scale* ini pernah dilakukan oleh (Diky Pranondo1, 2017), hasil yang didapatkan ialah air formasi lapangan X mengandung kadar bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ) yang cukup tinggi. Oleh sebab itu air formasi lapangan X ini mengandung adanya *scale*  $\text{CaCO}_3$ .

Di lihat dari MSDS (*material safety data sheet*) surfaktan yang digunakan dalam pengujian ini adalah surfaktan yang sudah diformulasikan yang terdiri dari surfaktan anionik, surfaktan nonionik, garam dan *solvent*. Surfaktan anionik adalah surfaktan yang rentan terhadap salinitas yang tinggi tetapi tidak untuk suhu yang tinggi. Surfaktan ini juga cocok untuk reservoir sandstone yang menghasilkan adsorpsi yang kecil dan juga biaya pembuatan surfaktan ini relatif rendah. Sedangkan surfaktan nonionik rentan terhadap suhu yang tinggi karena peningkatan suhu dapat meningkatkan ikatan hidrogen dan dapat mengakibatkan pembubaran surfaktan dalam air dan akan membuat larutan menjadi keruh, tetapi surfaktan ini tahan terhadap salinitas yang tinggi (Belhaj et al., 2020). Maka dari itu surfaktan yang sudah diformulasikan ini diharapkan menghasilkan surfaktan yang kompatibel 1 fasa dan jernih.

Dengan komposisi air formasi yang tinggi kandungan  $\text{HCO}_3^-$  menyebabkan munculnya endapan pada semua pengujian surfaktan. Oleh sebab itu, pengujian surfaktan dengan membuat air sintetik dengan salinitas yang sama dengan air formasi lapangan X menjadi salah satu alternatif metode pengujian untuk mengetahui hasil uji *compatibility* dari surfaktan. Pengujian kembali dilakukan dengan menggunakan *synthetic water* tanpa adanya penambahan karbonat untuk membuktikan bahwa endapan yang terbentuk tersebut merupakan *scale* ataupun disebabkan oleh *active content* surfaktan yang tidak tahan terhadap salinitas 20.000 ppm. Di bawah ini adalah tabel yang menunjukkan komposisi atau takaran dalam

pembuatan *synthetic water* tanpa adanya tambahan kadar karbonat. Hasil pengujian *compatibility* dengan *synthetic water* ini dapat dilihat pada gambar 4.5 sampai gambar 4.8.

**Tabel 4. 11** Komposisi *Synthetic Water*

Chemical	Synthetic Brine	Modified Synthetic Brine	Unit
CaCl <sub>2</sub>	0,3321	0,3460	g/4L
MgCl <sub>2</sub> . 6H <sub>2</sub> O	0,7113	0,7685	g/4L
NaCl	74,0636	91,9996	g/4L
NaHCO <sub>3</sub>	17,9444	-	g/4L
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> . 10 H <sub>2</sub> O	0,0013	-	g/4L
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> . 10 H <sub>2</sub> O	0	-	g/4L
TDS	23184.4	23184,4	mg/L
R <sup>+</sup>	0.0060	0,0060	

Sumber: Lemigas

Setelah melakukan uji kembali dengan *synthetic water*, diketahui larutan dari surfaktan EY1 hingga surfaktan EY4 lulus uji *compatibility*, akan tetapi pada larutan sampel surfaktan EY1 dengan konsentrasi 0,6, 0,9 dan 1,2% menghasilkan larutan yang keruh serta adanya endapan pada sampel larutan. Hal ini disebabkan oleh komponen surfaktan EY1 tidak tahan terhadap panas (berdasarkan MSDS surfaktan EY1 *section 10* stabilitas surfaktan ini stabil pada kondisi yang normal). Selain itu pada konsentrasi 0,6 hingga 1,2% telah mencapai kondisi lewat jenuh dimana surfaktan (zat terlarut/ *solute*) tidak mampu lagi larut kedalam air formasi (pelarut/ *solvent*). Kondisi lewat jenuh merupakan kondisi yang terjadi apabila suatu larutan mengandung lebih banyak *solute* (zat terlarut) seperti surfaktan daripada solvent (pelarut) atau larutan jenuh atau larutan yang tidak dapat lagi melarutkan zat terlarut sehingga terjadinya endapan (Haryono, 2019).

#### 4.2.2 Uji *Phase Behaviour* Minyak TAF B & TAF C

Uji *phase behaviour* dilakukan dengan mencampurkan larutan surfaktan dengan minyak dalam volume yang sama atau dalam rasio perbandingan antara larutan surfaktan dengan minyak yaitu 1:1 (v/v). Dari Gambar 4.9 sampai dengan

Gambar 4.16 dapat dilihat bahwa uji phase behaviour minyak TAF B dan TAF C belum membentuk mikroemulsi *middle phase type III* sesuai dengan kriteria yang ditetapkan yaitu sampel terlihat transparan, tembus cahaya dan stabil (Sheng, 2011).

Menurut Hadi Purnomo (2009), pengujian *phase behaviour* menunjukkan pola dimana kesetimbangan fasa dalam menentukan konsentrasi dan formulasi sistem surfaktan, air, minyak dan kemungkinan terbentuknya fasa I, fasa II dan fasa III. Faktor- faktor yang mempengaruhi perubahan fasa ini dalam sistem surfaktan air minyak adalah meningkatnya salinitas, berkurangnya panjang rantai hidrokarbon (minyak), meningkatnya konsentrasi alkohol, turunnya suhu, bertambahnya konsentrasi surfaktan, meningkatnya perbandingan salinitas/minyak, dan meningkatnya perbandingan larutan surfaktan/ minyak.

Konsentrasi juga menjadi salah satu hal yang mempengaruhi pembentukan mikroemulsi dan memiliki keterkaitan dengan *critical micelle concentration* (CMC). CMC adalah konsentrasi surfaktan jenuh dalam suatu emulsi, semakin besar konsentrasi surfaktan dalam larutan maka tegangan antarmuka akan semakin kecil. Jika pada saat penambahan surfaktan tidak merubah IFT atau hanya sedikit merubah IFT maka dapat dikatakan konsentrasi surfaktan yang diinginkan sudah tercapai. CMC adalah suatu parameter standar dalam karakterisasi larutan surfaktan. Secara ringkas, CMC adalah konsentrasi minimal dimana larutan surfaktan membentuk *agregat / micelle* (R. Reningtyas, 2015).

Pengujian selanjutnya menggunakan metode *gradient salinity*. Metode *gradient salinity* dapat membantu untuk melihat kinerja surfaktan dimana dapat diketahui pada kondisi salinitas berapa surfaktan dapat membentuk mikroemulsi dan dapat menentukan *optimum salinity* yang diharapkan. Pengujian kembali dilakukan dengan konsentrasi surfaktan 2% dan salintas 5.000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000, 30.000 dan 35.000 ppm. Hasil pengujian dengan range salinitas, dapat dilihat pada gambar 4.17 sampai dengan gambar 4.22.

Berdasarkan hasil setiap sampel dari *gradient salinity* atau dari beberapa *range salinity* (5.000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000, 30.000 dan 35.000 ppm) dengan konsentrasi 2% ini memperlihatkan setiap sampel terindikasi adanya mikroemulsi (*middle phase type III*). Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi terbentuknya mikroemulsi yaitu dari karakteristik minyak dan konsentrasi

surfaktan. Jenis Minyak dari lapangan X yaitu *heavy crude oil* dengan API 19 untuk TAF B dan API 22,3 untuk crude oil TAF C (Astuti et al., 2017) serta minyak pada lapangan ini juga mengandung *asphaltene*. Menurut Setiati et al., (2019), menyatakan bahwa mikroemulsi dapat terbentuk karena adanya keseimbangan antara hidrofilik (kepala) dan hidropobik (ekor) sehingga zat aktif permukaan dari surfaktan terbentuk dan mengurangi tegangan antarmuka. Dalam sistem, jumlah C (karbon) dalam *crude oil* dan komponen surfaktan terdapat keseimbangan antara minyak dan air sehingga komponen hidrofilik surfaktan akan naik ke permukaan dan membentuk zat aktif.

*Asphaltene* merupakan fraksi *crude oil* yang memiliki bobot molekul yang tinggi. *Asphaltene* merupakan komponen terberat minyak bumi. *Asphaltene* tidak larut dalam hidrokarbon alifatik rantai pendek seperti pentane, heksana, atau heptane tetapi larut dalam pelarut aromatis seperti *toluene*. Hal ini merupakan permasalahan yang serius, karena dapat menyebabkan flokulasi dan deposit pada *reservoir*, lubang sumur, dan transportasi pada aliran pipa (Fakher et al., 2020). Oleh karena itu, penambahan solvent pada formula surfaktan dapat menjadi salah satu opsi untuk melarutkan kandungan *asphaltene* tersebut dan membantu pembentukan mikroemulsi (*middle phase type III*) yang lebih baik.

Dari pengujian yang dilakukan, semua sampel menunjukkan adanya mikroemulsi (*middle phase type III*) yang belum terlalu jelas karena belum terlihat transparan (hanya menunjukkan adanya indikasi mikroemulsi). Adapun ciri-ciri mikroemulsi yaitu sampel terlihat transparan, tembus cahaya, dan stabil (Sheng, 2011). Mikroemulsi cenderung tampak jernih karena ukurannya yang kecil, yaitu ukuran *fase disperse*. Mikroemulsi menghasilkan salinitas yang optimum dan tegangan antarmuka yang kecil. Dalam pembentukan mikroemulsi sistem minyak, surfaktan, *brine* telah terbukti memainkan peran penting dalam memperoleh tegangan antarmuka yang kecil dan *oil recovery* yang tinggi dalam *chemical EOR*. Dengan adanya nilai salinitas yang bervariasi, tegangan antarmuka yang rendah dan angka kelarutan yang tinggi dari campuran minyak dan air dalam fasa mikroemulsi ditemukan atau terjadi pada kisaran salinitas yang menghasilkan *winsor type III*. Penemuan *type III* sangat diinginkan untuk *oil recovery* karena tegangan antarmuka



bernilai kecil dapat menghasilkan jumlah kapiler yang lebih tinggi dan dapat mengangkat sisa minyak yang tertinggal dalam *reservoir* (Yee et al., 2016).

Dalam pengujian *phase behaviour* ini, didapatkan juga nilai rasio kelarutan minyak (*oil solubilization ratio*). *Oil solubilization ratio* ini dapat didefinisikan sebagai rasio volume minyak terlarut dengan volume surfaktan dalam fasa mikroemulsi. Rasio kelarutan ini sangat erat kaitannya dengan IFT, dimana untuk mencapai IFT rendah yang diperlukan lebih dari 10 rasio kelarutan minyak ( $V_o/V_s$ ) lebih dari 10 (Pinnawala et al., 2020). Pada uji *phase behaviour* ini, belum ada yang menghasilkan ratio kelarutan minyak diatas 10. Adapun nilai maksimal yang didapatkan pada pengujian ini yaitu 7,5 pada larutan surfaktan EY1 minyak TAF C dengan salinitas 5000 ppm.



## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan pengujian yang telah dilakukan pada keempat surfaktan (EY1, EY2, EY3 dan EY4) dapat disimpulkan bahwa:

1. Pengujian *compatibility* surfaktan menggunakan air formasi lapangan X menghasilkan endapan pada setiap sampel uji. Hal ini disebabkan adanya kandungan *scale* pada air formasi lapangan X.
2. Pengujian *compatibility* surfaktan dengan menggunakan *synthetic water* salinitas sebesar 20.000 ppm (sama dengan salinitas air formasi) hampir seluruh sampel surfaktan EY1 hingga surfaktan EY4 lulus uji *compatibility*, namun pada sampel surfaktan EY1 dengan konsentrasi 0,6, 0,9 dan 1,2% menghasilkan larutan yang keruh serta adanya endapan pada sampel larutan.
3. Pengujian *phase behaviour* untuk 2 jenis *crude oil* TAF B dan TAF C dengan menggunakan keempat surfaktan (EY1, EY2, EY3, EY4) pada air formasi lapangan X semua sampel belum menunjukkan terbentuknya fase III atau adanya mikroemulsi type III. Kemudian uji kembali dilakukan dengan *range salinity* (5000, 10.000, 15.000, 20.000, 25.000, 30.000 dan 35.000 ppm), pada semua sampel menunjukkan adanya mikroemulsi (*middle phase type III*).

### 5.2 Saran

Melalui penelitian ini, peneliti memberikan saran untuk peneliti selanjutnya perlu dilakukan peningkatan salinitas dan konsentrasi surfaktan untuk mengetahui salinitas optimum surfaktan pada pengujian *phase behaviour*, serta melakukan *screening* tambahan seperti *Imbibition Test* dan *Interfacial Tension* (IFT) untuk memastikan surfaktan ini dapat dijadikan kandidat injeksi *Chemical EOR* di lapangan X.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2016). Peluang dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metoda Enhanced Oil Recovery (EOR ) Dilapangan Minyak Di Indonesia. *Seminar Nasional Kebumihan XI (2016), November*, 3–4.
- Abdurrahman, M. (2017). Chemical enhanced oil recovery (EOR) activities in Indonesia: How it's future. *AIP Conference Proceedings*, 1840.
- Alighiri, D., Fatmala, C., Syafi, I., & Haditya, E. B. (2018). Studi Pembentukan Scale CaCO<sub>3</sub> dan CaSO<sub>4</sub> pada Air Formasi Sumur Minyak di Cepu, Indonesia. *Fisika*, 8(1), 28–36.
- Alli, Y. F., & Tobing, E. M. L. (2016). Effect Of Optimum Salinity? On Microemulsion Formation To Attain Ultralow Interfacial Tension For Chemical Flooding Application. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 39(2), 63–69.
- Anggara, A. T., Azis, M. M., Purwono, S., Kimia, D. T., Teknik, F., Mada, U. G., No, J. G., & Bulaksumur, K. U. G. M. (2019). *Studi Injeksi Surfaktan Sodium Lignosulfonat ( SLS ) pada Media Sandstone dan Limestone Dalam Rangka Enhanced Oil Recovery ( EOR )*. April, 1–6.
- Ansyori, M. R. (2018). Mengenal Enhanced Oil Recovery ( EOR ) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Swara Patra*, 8(2), 16–22.
- Arrohman, S. (2013). Konferensi Nasional “Inovasi dan Technopreneurship” IPB International Convention Center, Bogor, 18-19 Februari 2013. *Research And Business (Rnb) Diponegoro University Dedicated For Indonesia Young Technopreneur To Built Up The Bright Nation*, Mkk 2308, 18–19.
- Astuti, D. I., Ariadji, T., Aditiawati, P., Purwasena, I. A., Persada, G. P., Anangadipa, A. A., Dewi, U. R., Khendarsyah, D. D., Rizki, R., & Abqory, M. H. (2017). A Comprehensive Preparation Study for Microbial Nutrient Injection of Microbial Enhanced Oil Recovery: Reservoir Screening and Laboratory Analysis–Case Study Bentayan Field. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*.

- Barnes, J. R., Smit, J. P., Smit, J. R., Gregory Shpakoff, P., Raney, K. H., & Puerto, M. C. (2008). Phase behaviour methods for the evaluation of surfactants for chemical flooding at higher temperature reservoir conditions. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 1*, 453–461.
- Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Zulkifli, N. N., Akbari, S., & Hussien, O. S. E. (2020). The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10*(1), 125–137.
- Diky Pranondo1, S. A. (2017). Jurnal Teknik Patra Akademika Vol 8. No.1 Juli 2017. *Evaluasi Permasalahan Scale Sumur Sa-33, Sa-101, Sa-104 Dan Sa-108 Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba Diky, 8*(1), 11–21.
- Eni, H., & Syahril, E. (2010). Screening Test dan Karakterisasi Surfaktan yang Efektif untuk Injeksi Kimia. *Lembaran Publikasi Lemigas, 44*(22), 108–116.
- Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., & Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10*(3), 1183–1200.
- Hadi Purnomo, T. M. (2009). *Pengaruh Surfaktan ( DBS dan Fael ) dan Kosurfaktan Iso-alkil alkohol terhadap Pembentukan Kelakuan Fase dari Campuran Minyak - Surfaktan - Kosurfaktan - Air Injeksi. 43*(1), 24–28.
- Haryono, H. E. (2019). *Big Book Kimia Dasar*.
- Hocine, S., Cuenca, A., Magnan, A., Tay, A., & Moreau, P. (2016). *An Extensive Study of the Thermal Stability of Anionic Chemical EOR Surfactants - Part 1 Stability in Aqueous Solutions. 1–22*.
- Juita, R., Arnelli, A., & Yusniati, Y. (2016). Telaah Surfaktan untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) dan Profil Adsorpsi Surfaktan A-Olefin Sulfonates (AOS). *Jurnal Kimia Sains Dan Aplikasi, 19*(1), 27–31.
- Mahmoud, M. A., & Gadallah, M. A. (2013). New insights into evaluating the damage due to calcium sulfate scale precipitation during low and high salinity

water injection. *Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2013, NATC 2013, 1*(Bayona 1993), 392–410.

Moustafa, H. M. (2017). *Oil Recovery by Surfactant Flooding ; Sensitivity Analysis to Technical Parameters and Economic Analysis*.

Mucharam, L., Nugroho, W., & Wibisono, K. (2012). Improve Oil Recovery for Heavy Oil by Chemical Treatment Implementation as an Alternative, Cast Study Bentayan Field. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*.

Nugroho, A., & Buchori, L. (2019). Sintesa Metil Ester Sulfonat dari Minyak Jarak Pagar (*Jathropa Curcas Oil*) dan Aplikasinya pada Proses Enhanced Oil Recovery (EOR). *Metana*, 15(1), 19.

Oktavian. (2011). ( *Apg* ) Untuk Aplikasi Enhanced Water Flooding Skripsi Rizky Oktavian Fakultas Teknologi Pertanian 2011 *Experimental Study of Apg ( Alkyl Polyglycoside ) Surfactant for Enhanced Waterflooding*.

Pilla, A. (2018). *Importance of polymerization in eor*. 3(2).

Pinnawala, G., Nizamidin, N., Spilker, K., Linnemeyer, H., Malik, T., & Dwarakanath, V. (2020). Development of surfactant formulation for harsh environment. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 2020-August*.

Quintero, L., Deighton, M., Nguyen, H., Willmott, E., Kuznetsov, O. V., Tompkins, R., & Koh, H. (2018). Surfactant enhanced waterflood SEW in medium and light crude oil reservoirs. *Offshore Technology Conference Asia 2018, OTCA 2018*.

Rachim, P. F., Mirta, E. L., & Thoha, M. Y. (2012). Pembuatan Surfaktan Natrium Lignosulfonat Dari Tandan Kosong Kelapa Sawit Dengan Sulfonasi Langsung. *Jurnal Teknik Kimia*, 18(1), 41–46.

Rahmani, R. (2018). Kinerja Injeksi Surfaktan Sulfonat Alkil Ester (Sae) Pada Salinitas Optimum Menggunakan Batuan Berea. *Inovtek Polbeng*, 8(2), 205.

Reningtyas, R., & Mahreni. (2015). Biosurfaktan. *Eksergi*, XII(2), 12–22.

- Rita, N. (2018). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapas Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir A Study On Surfactant-Polymer Injection Mechanism In Stratified Reservoirs Of NR Field Using Reservoir Simulation NR , tetapi hasil yang diperoleh. *Jurnal of Eart, Energy, Engineering*, 1–15.
- Sari, C. U. T. N., Usman, U., Rohmat, R. K. W., Herlina, L., Suliandri, K. E. N. S., Kristiawan, O., Dwiyantari, D., Kristianti, T., & Suhandono, S. (2017). Construction and Expression of Single Recombinant Peptide Surfactant for EOR Application. *Microbiology Indonesia*, 11(1), 5.
- Selvaraj, P. (2019). *SeMAR Injection -A Chemical Enhanced Oil Recovery Method : A Review SeMAR Injection – A Chemical Enhanced Oil Recovery Method : A Review. March.*
- Setiati, R., Siregar, S., Marhaendrajana, T., & Wahyuningrum, D. (2019). Surfactant Flooding for EOR Using Sodium Lignosulfonate Synthesized from Bagasse. *Enhanced Oil Recovery Processes - New Technologies*, 1–14.
- Sheng, J. J. (2011). Surfactant Flooding. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*.
- Solikha, D. F., & Haryanti, R. (2021). *Pre Screening Surfaktan untuk Injeksi Chemical EOR di Lapangan X. 12(1)*, 95–109.
- Widyaningsih, R. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Anionik Terhadap Salinitas Optimum dalam Mikroemulsi Spontan dengan Sample Minyak Lapangan M. *Jurnal Mineral, Energi Dan Lingkungan*, 1(1), 60.
- Widyanti, W. A. P. & Y. I. (2007). Studi Pengaruh Surfaktan Terhadap Kestabilan Busa Dalam Peningkatan Produksi Minyak. *Urnal Tentang Minyak & Gas Bumi*, 17–24.
- Winsor, P. A. (1954). *Solvent properties of amphiphilic compounds*. Butterworths Scientific Publications.
- Yani Faozani Alli, E. M. T. (2016). *Effect of Optimum Salinity on Microemulsion Formation To Attain Ultralow Interfacial Tension for Chemical Flooding*

*Application*. 39(2), 63–69.

Yee, H. V., Van Male, J., Handgraaf, J. W., Culgi, B. V., Ching Hsia, I. C., & Fauzi, N. A. A. M. (2016). Microemulsion modeling for surfactant optimal salinity prediction in chemical EOR design. *International Petroleum Technology Conference 2016, IPTC 2016*.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau